

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
AERONÁUTICA Y DEL ESPACIO
GRADO EN INGENIERÍA AEROESPACIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

Realizado en colaboración con WindAid Institute

**Estudio de un mini-aerogenerador de 500 W para la
electrificación de comunidades rurales en Perú:
Modelización, fabricación e instalación**

AUTOR: Javier BARANDA ALONSO

ESPECIALIDAD: Vehículos Aeroespaciales

TUTOR PROFESIONAL: Nick WARREN (WindAid Institute)

TUTOR DEL TRABAJO: Cristóbal J. GALLEGO CASTILLO (E.T.S.I.A.E.)

Julio de 2017

Este proyecto está dedicado a mi familia
por apoyarme siempre y darme la posibilidad
de llegar hasta aquí

a toda la familia de WindAid,
por iluminar una parte de mí que desconocía
y acompañarme en esta maravillosa experiencia

a amigos, compañeros y profesores
que me han ayudado desde el comienzo
hace cuatro años, hasta el final

y muy especialmente a Beatriz,
por darme alas,

y a Cristóbal,
por ayudarme a volar
siempre con los pies en el suelo.

Resumen

El presente estudio aborda la principal problemática relacionada con la instalación y uso de aerogeneradores de pequeño tamaño como fuente de energía para proveer de electricidad a núcleos rurales aislados que carecen de ella, debido a factores geográficos, políticos o económicos. Este estudio se sitúa dentro de la actividad de la ONG WindAid Insitute, dedicada a esta labor y con sede en Trujillo, Perú, y en favor de comunidades rurales peruanas del norte del país.

El principal objetivo es evaluar el funcionamiento de los aerogeneradores instalados por WindAid Insitute mediante un estudio aerodinámico de los mismos, con el fin de identificar puntos de mejora en el diseño del sistema y ofrecer posibles soluciones de diseño para los mismos.

Para ello, se hace al lector una introducción a la problemática de la pobreza energética, tratando brevemente algunos de los factores relacionados con la realización de proyectos orientados a conseguir el acceso universal a la energía, así como una imagen de la situación del sector eólico a nivel global y en Perú en la actualidad.

La utilización de aerogeneradores de pequeño tamaño conlleva una serie de diferencias con el uso de aerogeneradores comerciales de mayor tamaño, y posteriormente se describe de forma general el procedimiento de fabricación e instalación de un sistema mini-eólico aislado, así como las principales características de los sistemas mini-eólicos de WindAid Insitute.

Esto da paso a un estudio aerodinámico y optimización del diseño de los aerogeneradores utilizados en base a los modelos teóricos existentes para el estudio de aerogeneradores, que junto a la toma de datos experimentales de los sistemas, permiten extraer la conclusión de que es posible que los aerogeneradores de WindAid Insitute estén operando fuera de sus condiciones óptimas, y se indican algunas de las soluciones que se pueden tomar para afrontar este problema desde WindAid Insitute, así como líneas de trabajo futuras para profundizar en los resultados obtenidos en el presente documento.

Índice

1. Objetivos	1
2. Introducción	2
3. Marco del Proyecto	4
3.1. Acceso a una energía moderna y sostenible	4
3.1.1. Energía dentro de las necesidades humanas básicas	4
3.1.2. Objetivo: Acceso universal a la energía	6
3.1.3. Sostenibilidad y tecnología apropiada	10
3.1.4. Cooperación para el acceso universal a la energía	14
3.2. Recurso eólico y energía eólica	17
3.2.1. Energía eólica a nivel global: Mercado y potencial	17
3.2.2. Energía eólica en Perú: Recurso eólico e instalaciones	21
3.3. Energía mini-eólica	26
3.3.1. Funcionalidad de las instalaciones mini-eólicas	26
3.3.2. Particularidades y características de la energía mini-eólica	29
4. Diseño, fabricación e instalación de un sistema eólico aislado	31
4.1. Descripción del sistema	31
4.1.1. Subsistema eólico: WindAid 1.7 y WindAid 4.0	31
4.1.2. Subsistema de control	36
4.1.3. Subsistema eléctrico: Instalación típica	40
4.2. Fabricación	42
4.2.1. Instalaciones y material	42
4.2.2. Manufacturación: Diseño Hugh Piggott	42
4.3. Instalación	52
4.3.1. Preparativos	52
4.3.2. Instalación de la turbina	53
4.3.3. Mantenimiento y sostenibilidad del sistema	56
5. Estudio aerodinámico del rotor	58
5.1. Modelos teóricos para el estudio aerodinámico	58
5.1.1. Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM)	58
5.1.2. Teoría del Elemento de Pala (TEP)	65
5.1.3. Combinación de la TCM y la TEP	68
5.2. Modelización del rotor	72
5.2.1. Diseño actual: Rotor WindAid 1.7 y WindAid 4.0	72
5.2.2. Modelización del perfil aerodinámico	74
5.2.3. Modelización de la pala	76

5.2.4. Análisis del rotor	79
5.2.5. Leyes de control óptimas	87
6. Optimización aerodinámica del rotor	95
6.1. Proceso de optimización: Fundamento teórico	95
6.2. Obtención de la geometría de la Pala Óptima	99
6.3. Mapas de actuaciones	117
7. Control estacionario. Actuaciones	121
7.1. Obtención de datos experimentales del sistema	123
7.1.1. Obtención de datos experimentales $P_{gen} - RPM$	126
7.1.2. Obtención de datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$	129
7.2. Obtención de λ y análisis del punto de funcionamiento	136
7.2.1. Resultados	137
7.2.2. Fuentes de error	142
7.2.3. Método alternativo para la obtención del punto de funcionamiento	144
8. Aplicación sobre el terreno: WindAid Institute	151
8.1. Evaluación del diseño actual	151
8.2. Aplicación de los resultados a las instalaciones de WindAid Institute: Soluciones de diseño	152
8.2.1. Modificación del parámetro de operación del sistema	154
8.2.2. Modificación del diseño aerodinámico del aerogenerador	162
8.3. Líneas de trabajo y puntos de mejora	164
9. Conclusiones	166
9.1. Procedimiento seguido y resultados del estudio	166
9.2. Cooperación al desarrollo en la energía eólica: WindAid Institute	168
9.3. Experiencia internacional y bagaje personal	169

Índice de figuras

3.1. Población con acceso a la electricidad por país (%), 2014. Fuente: SEA4ALL, WorldBank.	4
3.2. Relación entre el acceso a la energía y el desarrollo humano. Fuente: Fuente: E. Velo García, (2005) [4]	5
3.3. Relación de la energía con otras áreas del desarrollo humano. Fuente: E. Velo García, (2005) [4]	7
3.4. Porcentaje de hogares peruanos que usan Leña, Carbón o Bosta con mayor frecuencia para cocinar. Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática. ENAHO 2013 [1].	10
3.5. Relación entre el Índice de Desarrollo Humano (IDH) y la huella ecológica para distintos países. Fuente: E. Velo García, (2005) [4]	13
3.6. Potencia anual instalada y potencia instalada acumulada de fuentes de energía eólica en el mundo. Fuente:GWEC	17
3.7. Previsión de la evolución de la potencia eólica instalada en el mundo en el período 2017-2021. Fuente: GWEC	20
3.8. Velocidad media anual del viento en Perú a 100 m. Fuente: Atlas Eólico del Perú 2016.	24
3.9. Velocidad media anual del viento en Perú a 10 m. Fuente: Atlas Eólico del Perú 2016.	25
3.10. Algunos tipos de aerogeneradores de pequeño tamaño. En sentido horario desde la esquina superior izquierda: aerogenerador Aero-genesis de 5 kW, un aerogenerador remoto instalado en Nepal, el modelo Proven de 15 kW, y el Southwest Windpower Skytream. Fuente: D. Wood. <i>Small Wind Turbines. Analysis, Design and Application</i> . [15]	27
4.1. Aerogeneradores WindAid 1.7 y 4.0 instalados por WindAid Institute.	31
4.2. Principales componentes del Aerogenerador WindAid 1.7.	32
4.3. Despiece del Aerogenerador WindAid 4.0	34
4.4. Unidad de control de alimentación, freno de emergencia y monitor remoto correspondientes a una instalación WindAid 1.7.	36
4.5. Anemómetro instalado junto a un aerogenerador WindAid 1.7	38
4.6. Monitor remoto para la recogida de datos del sistema.	39
4.7. Monitoreo de los parámetros del sistema mediante el uso de la plataforma <i>ThingSpeak, Internet of Things (IoT)</i>	40
4.8. Esquema del circuito de carga para el aerogenerador WindAid 1.7	41
4.9. Iluminación con corriente continua DC o alterna AC instalada.	41
4.10. Instalaciones del taller de WindAid Institute en Trujillo, Perú.	42

4.11. Recorte de la fibra de vidrio para el núcleo de las palas.	43
4.12. Moldeo y obtención del núcleo de fibra de vidrio y FOAM.	44
4.13. Recubrimiento de fibra de carbono y preparación del molde para RIM.	45
4.14. Proceso RIM y obtención de la pieza definitiva.	46
4.15. Reparación de defectos y lijado de las superficies.	47
4.16. Geometría definitiva resultante, preparación y pintado.	48
4.17. Modelo de los discos estator (con bobinas) y rotor (con imanes) del aerogenerador WindAid 1.7	48
4.18. Colocación de los imanes y fabricación del rotor.	49
4.19. Fabricación de las bobinas de cobre del estator.	50
4.20. Conexiones y fabricación mediante RIM del estator.	51
4.21. Fabricación de la estructura de la torre, preparado y pintado de los elementos.	52
4.22. Montaje del aerogenerador y excavación previos a la instalación.	53
4.23. Izado del aerogenerador y aseguramiento de la base.	54
4.24. Instalación del subsistema eléctrico y de control.	55
4.25. Equipo de WindAid Institute junto a la familia beneficiaria de la instalación.	57
5.1. Tubo de corriente del que extrae la energía el rotor	58
5.2. Simetría azimutal de la corriente y volumen de control diferencial de flujo	59
5.3. Esquema de la extracción de energía del tubo de corriente por un disco actuador	60
5.4. C_T y C_P en función de a y límite de Betz	63
5.5. Componente circunferencial de la velocidad según la TMC	64
5.6. Evolución de la componente circunferencial de la velocidad	64
5.7. Cada elemento de pala barre un anillo diferencial de la sección del tubo de corriente	66
5.8. Sección del elemento de pala con su distribución de fuerzas y velocidades	66
5.9. Correcciones del Modelo de Lissaman para la TCM	71
5.10. Modelo CAD del buje y palas del aerogenerador WindAid 1.7	73
5.11. Modelo CAD de la pala del aerogenerador WindAid 4.0	73
5.12. Coeficientes C_l y C_d en función del ángulo de ataque α para ambos perfiles.	76
5.13. Sección de la pala del aerogenerador WindAid 4.0	77
5.14. Distribuciones de cuerda adimensional y torsión para la pala del aerogenerador WindAid 4.0	78

5.15. Distribuciones de cuerda adimensional y torsión para la pala del aerogenerador WindAid 1.7	78
5.16. Coeficiente de potencia del aerogenerador WindAid 4.0 en función de λ y θ_C	80
5.17. Influencia de θ_C en el Coeficiente de Potencia.	81
5.18. C_P en función de λ para $\theta_C = 0$ en el aerogenerador WindAid 4.0	82
5.19. C_T y C_Q en función de λ para el aerogenerador WindAid 4.0	83
5.20. Coeficiente de potencia del aerogenerador WindAid 1.7 en función de λ y θ_C	84
5.21. C_P en función de λ para $\theta_C = 0$ en el aerogenerador WindAid 1.7	85
5.22. C_T y C_Q en función de λ para el aerogenerador WindAid 1.7	86
5.23. Potencia generada del modelo WindAid 4.0 en función de la velocidad de viento para un parámetro de operación óptimo y constante $\lambda_{op} = 6,47$	88
5.24. Parámetros del aerogenerador WindAid 4.0 para un funcionamiento en condiciones óptimas en función de la velocidad de viento: $C_P(a)$, $\theta_C(b)$, $\lambda(c)$, y RPM (d)	90
5.25. Potencia generada del modelo WindAid 1.7 en función de la velocidad de viento para un parámetro de operación óptimo y constante $\lambda_{op} = 6,49$	91
5.26. Parámetros del aerogenerador WindAid 1.7 para un funcionamiento en condiciones óptimas en función de la velocidad de viento: $C_P(a)$, $\theta_C(b)$, $\lambda(c)$, y RPM (d)	92
6.1. Optimización del parámetro de funcionamiento para alcanzar coeficiente de potencia máximo de los máximos $C_{P_{max}}$	95
6.2. Distribución de cuerda adimensional $c_{ad} = \frac{c}{R}$ a lo largo de la envergadura para $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 1.7.	100
6.3. Distribución de torsión geométrica a lo largo de la envergadura para $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 1.7.	100
6.4. Coeficiente de potencia C_P en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 1.7.	101
6.5. Distribución de ángulo de ataque a lo largo de la envergadura para $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 1.7.	102
6.6. Distribución de C_l , C_d a lo largo de la envergadura para obtener $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 1.7.	102
6.7. Distribución de eficiencia aerodinámica a lo largo de la envergadura para $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 1.7.	103
6.8. Distribución de ángulo de incidencia ϕ a lo largo de la envergadura para $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 1.7.	104

6.9. Distribución del factor de velocidad inducida axial a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.	105
6.10. Distribución del factor de velocidad inducida tangencial a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.	105
6.11. Distribución del factor de pérdidas a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.	106
6.12. Distribución de C_P local a lo largo de la envergadura para obtener $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.	107
6.13. Distribución de fuerzas a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.	107
6.14. Coeficiente de potencia C_Q en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.	108
6.15. Coeficiente de potencia C_T en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.	109
6.16. Distribución de cuerda adimensional $c_{ad} = \frac{c}{R}$ a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	110
6.17. Distribución de torsión geométrica a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	110
6.18. Coeficiente de potencia C_P en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	111
6.19. Distribución de ángulo de ataque a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	111
6.20. Distribución de Cl , Cd a lo largo de la envergadura para obtener $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	112
6.21. Distribución de eficiencia aerodinámica a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	112
6.22. Distribución de C_P local a lo largo de la envergadura para obtener $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	113
6.23. Distribución de ángulo de incidencia ϕ a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	113
6.24. Distribución del factor de velocidad inducida axial a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	114
6.25. Distribución del factor de velocidad inducida tangencial a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	114
6.26. Distribución del factor de pérdidas a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	115
6.27. Distribución de fuerzas a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	115
6.28. Coeficiente de potencia C_Q en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	116

6.29. Coeficiente de potencia C_T en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.	116
6.30. Coeficiente de potencia C_P en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 1.7.	117
6.31. Coeficiente de par C_Q en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 1.7.	118
6.32. Coeficiente de tracción C_T en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 1.7.	118
6.33. Coeficiente de potencia C_P en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 4.0.	119
6.34. Coeficiente de par C_Q en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 4.0.	120
6.35. Coeficiente de tracción C_T en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 4.0.	120
7.1. Circuito representativo de una instalación habitual para el aerogenerador WindAid 1.7	125
7.2. Aerogenerador WindAid 1.7 y anemómetro en el taller de WindAid Institute en Trujillo, Perú.	125
7.3. Sensor RPM instalado en un banco de pruebas para la toma de datos experimentales sobre el generador del modelo WindAid 1.7.	126
7.4. Aproximación experimental RPM - Potencia Generada P_{gen} obtenida para un aerogenerador WindAid 1.7 con un nivel de batería de 11,5 Voltios.	127
7.5. Aproximación experimental RPM - Potencia Generada P_{gen} obtenida para un aerogenerador WindAid 1.7 con un nivel de batería de 12,5 Voltios.	129
7.6. Monitoreo de los parámetros de generación de energía del sistema. Fuente: <i>ThingSpeak, IoT</i> .	130
7.7. Datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_∞ obtenidos para un aerogenerador WindAid 1.7 con un nivel de batería de 11,5 Voltios.	131
7.8. Datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_∞ obtenidos para un aerogenerador WindAid 1.7 con un nivel de batería de 12,5 Voltios.	132
7.9. Influencia de la unidad de control en la generación de potencia del sistema. Fuente: <i>ThingSpeak, IoT</i> .	133
7.10. Datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_∞ filtrados para el estudio de un aerogenerador WindAid 1.7.	134

7.11. Aproximación logarítmica de los datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_{∞}	135
7.12. Representación de la aproximación logarítmica para los datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_{∞}	136
7.13. Evolución de las RPM con U_{∞} a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.	137
7.14. Evolución de λ con U_{∞} a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.	138
7.15. Evolución del C_P con U_{∞} a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.	140
7.16. Evolución de P_a , P_{gen} con U_{∞} a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.	141
7.17. Evolución del T_a con U_{∞} y RPM a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.	142
7.18. Distribución de P_a , con U_{∞} a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$ tomados para el Aerogenerador WindAid 1.7.	145
7.19. Distribución del C_P con U_{∞} a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$ tomados para el Aerogenerador WindAid 1.7.	146
7.20. Distribución de λ con U_{∞} a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$ tomados para el Aerogenerador WindAid 1.7.	147
7.21. Distribución de las RPM con U_{∞} a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$ tomados para el Aerogenerador WindAid 1.7.	148
7.22. Distribución de P_{gen} con RPM a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$ y comparación con los datos experimentales $P_{gen} - RPM$ obtenidos a partir de otro generador WindAid 1.7.	149
8.1. Velocidad media de viento a 10 m en el mes de Febrero, Perú. Fuente: <i>Atlas Eólico del Perú 2016</i>	153
8.2. Aerogenerador WindAid 1.7 instalado en la comunidad de Los Ángeles, La Libertad.	156
8.3. Distribución $P_{gen} - U_{\infty}$ para un aerogenerador WindAid 1.7 con baterías de 114 Ah y 190 Ah.	157
8.4. Distribución $C_P - U_{\infty}$ para un aerogenerador WindAid 1.7 con baterías de 114 Ah y 190 Ah.	159
8.5. Distribución $\lambda - U_{\infty}$ para un aerogenerador WindAid 1.7 con baterías de 114 Ah y 190 Ah.	159
8.6. Sensibilidad de los valores de C_P obtenidos con la modificación de $\mu_{sistema}$	160
8.7. Sensibilidad de los valores de λ obtenidos con la modificación de $\mu_{sistema}$	160

- 8.8. C_P en función de λ para la geometría de pala original y la geometría de pala óptima para $\lambda = 9$ 163
- 8.9. Distribución de cuerda adimensional y torsión para la geometría de pala original y la geometría de pala óptima para $\lambda = 9$ 163

Índice de cuadros

3.1. Potencial eólico en operación y en desarrollo en Perú, 2016. Fuente: MINEM	21
3.2. Potencial eólico (MW) en el Perú (100m). Fuente: Atlas Eólico del Perú 2016.	23
3.3. Parámetros de operación típicos para aerogeneradores de pequeño tamaño. Fuente: D. Wood. <i>Small Wind Turbines. Analysis, Design and Application</i> . [15]	28
3.4. Dependencia de los principales parámetros de operación del aerogenerador con el radio de la pala. Fuente: D. Wood. <i>Small Wind Turbines. Analysis, Design and Application</i> . [15]	30
4.1. Ficha técnica del aerogenerador WindAid 1.7. Fuente: WindAid Institute	32
4.2. Ficha técnica del aerogenerador WindAid 4.0. Fuente: WindAid Institute	35
5.1. Características aerodinámicas de los perfiles NACA4412 y NACA4415	76
6.1. Resultados de la optimización aerodinámica del C_P del rotor WindAid 1.7	99
6.2. Resultados de la optimización aerodinámica del C_Q del rotor WindAid 1.7	108
6.3. Resultados de la optimización aerodinámica del C_P del rotor WindAid 1.7	109
6.4. Resultados de la optimización aerodinámica del C_Q del rotor WindAid 4.0	116

1. Objetivos

El presente proyecto se enmarca dentro del ámbito de la investigación para la cooperación al desarrollo internacional y se ha realizado en Trujillo, Perú, en colaboración con la ONG WindAid Institute, dedicada a la construcción e instalación de aerogeneradores para la electrificación rural en el norte de Perú.

En él se pretende ilustrar las características de un sistema aislado para la producción de energía en núcleos rurales, en este caso un sistema exclusivamente eólico compuesto por un aerogenerador de 500 W manufacturado y habitualmente instalado por WindAid Institute. Así mismo se realizará un estudio de modelización y optimización aerodinámica de dicho sistema, tanto para un aerogenerador de 500 W como para uno de 2.5 kW.

Como objetivos complementarios, se espera recopilar experiencia sobre el papel de la energía eólica y mini-eólica en el acceso universal a la energía, cómo se aborda el diseño de un sistema de electrificación rural acorde con los recursos locales disponibles, además de comprender y analizar el papel y los recursos que ONG's y otras organizaciones tienen para promover y garantizar un acceso y reparto global de la energía más justo y sostenible.

La principal motivación para realizar este trabajo ha sido la oportunidad de poner en práctica algunos de los conocimientos y herramientas obtenidos a lo largo de los últimos años, en un ámbito tan importante y a veces olvidado como es la cooperación al desarrollo. La posibilidad de colaborar con WinAid Institute en un proyecto internacional y entrar en contacto directo con las comunidades beneficiarias, experimentando en primera persona el impacto que para éstas supone esta labor, ha sido una motivación constante y que tendrá un papel muy importante en adelante, más allá de este documento.

De la misma manera, se busca también mediante este proyecto la posibilidad de establecer una futura línea de cooperación a largo plazo entre WindAid Institute u organizaciones similares y la UPM, especialmente la escuela de Aeronáuticos, proporcionando así una vía para que puedan seguir realizándose futuros estudios y proyectos relacionados, y los compañeros que me siguen tengan la oportunidad de experimentar el ámbito de la cooperación al desarrollo y aportar su grano de arena, como este proyecto pretende, para construir un mundo mejor y más justo.

2. Introducción

Para la consecución de los objetivos antes planteados, inicialmente se ha dispuesto de un período de adaptación y familiarización con el método de trabajo de WindAid Institute, que ha tenido lugar en su taller en Trujillo, Perú. Así mismo, se ha dedicado a colaborar en la fabricación de un aerogenerador WindAid 1.7 de 500 W que posteriormente ha sido instalado en una de las comunidades rurales beneficiarias, para comprender el sistema y las condiciones en las que es utilizado. En concreto, dicho aerogenerador ha sido instalado para electrificar una vivienda en la comunidad de Playa Blanca, en la región de Piura, Perú.

A continuación, y tras la documentación pertinente, se ha procedido al estudio del sistema y a la modelización aerodinámica del rotor, tanto para el aerogenerador WindAid 1.7 de 500 W instalado como para el modelo WindAid 4.0 de 2.5 kW con el que también trabaja WindAid Institute.

Por último, la recogida de datos reales de funcionamiento del sistema una vez instalado ha posibilitado analizar el modelo previamente obtenido, así como realizar un estudio de optimización aerodinámica del rotor con el objetivo de mejorar la eficiencia del sistema y proponer posibles vías de mejora para el mismo. Para todo ello, se ha utilizado la herramienta WTToolBox en Matlab, desarrollada por profesores y alumnos de la E.T.S.I.A.E.

De este modo, el capítulo 3 comienza con una descripción del marco general en el que se encuentra el proyecto, en referencia la cooperación al desarrollo, centrado en el acceso universal a la energía y en concreto al uso de la energía eólica y mini-eólica para este fin.

En el capítulo 4 se describe el sistema aislado eólico típicamente instalado por WindAid Institute en las comunidades rurales y sus diferentes subsistemas, explicando brevemente las condiciones y el proceso de fabricación en el que se lleva a cabo. También se hace referencia al proceso de instalación de dicho sistema y al mantenimiento que requiere.

En el capítulo 5 y después de presentar los modelos teóricos utilizados, se expone el proceso de modelización aerodinámica del rotor para ambos aerogeneradores, seguido de su correspondiente análisis en base a los resultados obtenidos y a los modelos empleados.

A continuación, en el capítulo 6 se presenta el estudio de optimización aerodinámica del diseño del rotor utilizado por WindAid Institute en sus aerogeneradores 1.7 y 4.0, comparándolo con el diseño existente actualmente.

En el capítulo 7 se presenta un análisis del control estacionario y de las principales actuaciones del aerogenerador 1.7, en base a los datos experimentales recogidos durante el estudio de la instalación.

Por último, en los capítulos 8 y 9 se realiza una evaluación de los resultados obtenidos y del procedimiento seguido, así como la aplicación y utilidad de los mismos dentro de WindAid Institute, junto con la valoración del impacto del presente estudio y una visión global sobre el mismo.

3. Marco del Proyecto

3.1. Acceso a una energía moderna y sostenible

3.1.1. Energía dentro de las necesidades humanas básicas

Alrededor del 20 % de la población mundial, lo que supone cerca de 1.300 millones de personas, un 95 % de las cuales se sitúa en África Subsahariana y países en desarrollo asiáticos, carece de suministro eléctrico y 2.600 millones utilizan biomasa tradicional para cocinar y calentarse. Otros 400 millones estarían utilizando carbón para dichos propósitos. La utilización de estos combustibles tradicionales se asocia con graves implicaciones medioambientales (emisiones, deforestación, etc.) y nocivos efectos sobre la salud (enfermedades respiratorias, digestivas, etc.) [27].

No disponer de formas modernas de energía, no solo está evitando el desarrollo humano digno y justo de gran parte de las personas que coexisten con nosotros en la Tierra, sino que incluso no ayuda a resolver todos los problemas que acarrea la pobreza: hambre, problemas de salud, falta de educación, mantenimiento de problemas de género en contra de la mujer, problemas ambientales, migraciones, etc.

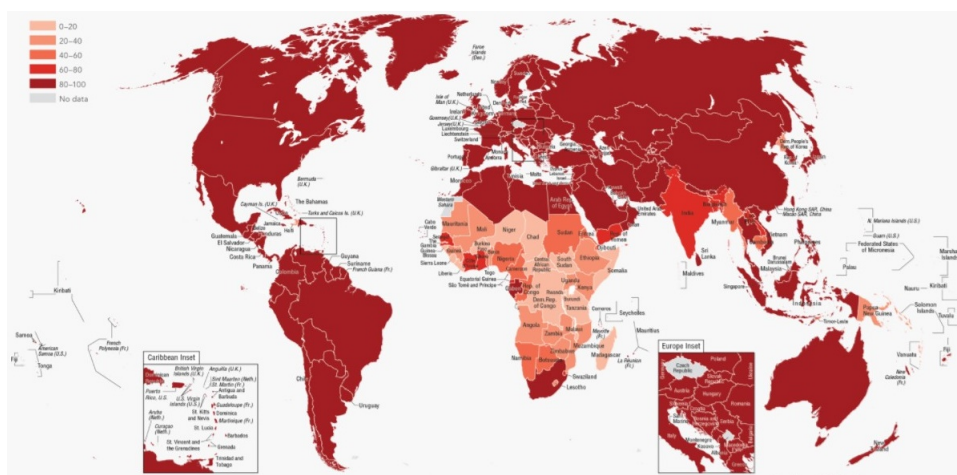


Figura 3.1: Población con acceso a la electricidad por país (%), 2014. Fuente: SEA4ALL, WorldBank.

En la medida que se acepta el derecho a una vida digna, larga, saludable y creativa, al acceso a la educación, a la movilidad, a la participación social, a la equidad, etc., es obvio que se está reconociendo el derecho de las personas a un acceso a la energía que permita desarrollar todas estas facetas. Pero la realidad

disto mucho de garantizar tales derechos.

Debido a su carácter esencial, la distribución de energía y la cobertura de las necesidades energéticas mínimas de las personas y de las comunidades contribuiría a la reducción y eliminación de la pobreza, siempre que se complemente de forma adecuada con otras variables fundamentales en el crecimiento y desarrollo humano, como pueden ser la construcción de las infraestructuras básicas necesarias, mejora de los sistemas tecnológicos y de telecomunicación, mejora de las técnicas y recursos del sector agrícola, etc.

Además del uso de la energía para fines productivos y la mejora de ingresos de los hogares, es necesaria para el desarrollo de servicios básicos humanos, tales como el suministro de agua, la educación y la salud.

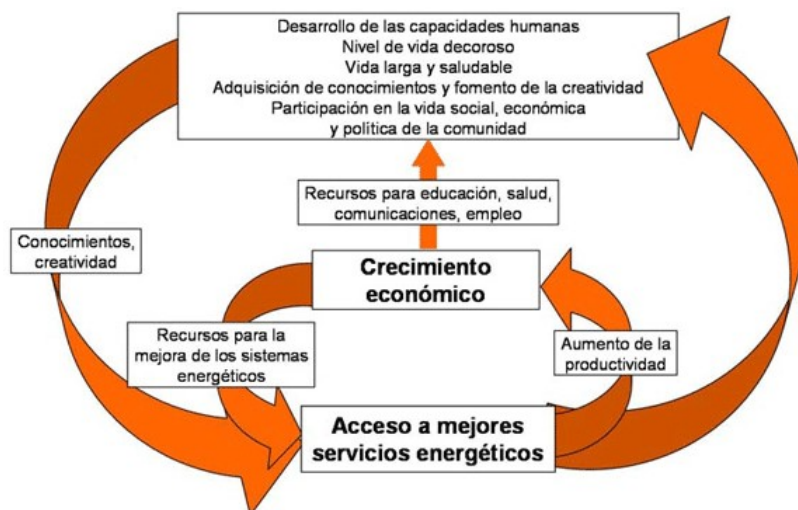


Figura 3.2: Relación entre el acceso a la energía y el desarrollo humano. Fuente: Fuente: E. Velo García, (2005) [4]

Por el contrario, la carencia de acceso a fuentes de energía modernas supone un gran factor limitante para salir de este estado de precariedad, alimentando el círculo vicioso de la pobreza. Estas privaciones están englobadas en lo que se denomina «pobreza energética», definida como la carencia de acceso adecuado a «servicios modernos de energía», o bien de la renta o los recursos necesarios para servirse de ellos.

3.1.2. Objetivo: Acceso universal a la energía

Los Objetivos del Milenio se establecieron en la Cumbre del Milenio, en septiembre del año 2000, por parte de Naciones Unidas, con objeto de alcanzar los mismos antes del año 2015. Entre ellos se encontraban:

1. Erradicar la pobreza extrema y el hambre.
2. Lograr la enseñanza primaria universal.
3. Promover la igualdad entre los sexos y el fortalecimiento de la mujer.
4. Reducir la mortalidad de los niños menores de cinco años.
5. Mejorar la salud materna.
6. Combatir el SIDA, la malaria y otras enfermedades.
7. Garantizar la sostenibilidad del medioambiente.
8. Fomentar una alianza mundial para el desarrollo.

Si bien el acceso universal a la energía no está incluido dentro de los Objetivos del Milenio, ha sido adoptado como uno de los tres objetivos de la iniciativa posterior «Sustainable Energy for All» (SE4ALL) de Naciones Unidas, ya que el acceso a la electricidad se ha reconocido como un elemento imprescindible para alcanzar la consecución de los mismos.

En septiembre de 2011, el por entonces secretario general de la ONU, Ban Ki-Moon, compartió su visión de hacer de la energía sostenible para todos, una realidad para el año 2030. Bajo este objetivo, lanzó la iniciativa SE4ALL como una iniciativa global que movilizaría la acción de todos los sectores de la sociedad en apoyo de tres objetivos interrelacionados:

1. Proporcionar acceso universal a los servicios energéticos modernos.
2. Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.
3. Duplicar la cuota de las energías renovables en el mix energético global. En palabras de Ban Ki-Moon «Extender el acceso a formas de energía limpias y asequibles es crítico para la consecución de los Objetivos del Milenio y permitirá el desarrollo sostenible en todo el mundo».

Con respecto a cómo ayuda el acceso universal a cumplir los Objetivos del Milenio (ODM), la propia Naciones Unidas relaciona del siguiente modo los beneficios que aporta dicho acceso universal a cada uno de ellos:

- Reducir la pobreza y crear puestos de trabajo haciendo posible la generación de ingresos y oportunidades empresariales, reduciendo el hambre y aumentando la productividad agrícola y empresarial (ODM 1).
- Fortalecer a las mujeres liberando a las mismas y también a las niñas de tareas que consumen su tiempo, como recoger combustible, moler el grano, recolectar agua, de manera que puedan ocupar su tiempo libre en educación o actividad económica (ODM 2 y 3).
- Mejorar las condiciones de salud reduciendo las tareas rutinarias más arduas de mujeres y niños, y eliminar el «humo de cocina» que mata a casi dos millones de personas (la mayoría mujeres y niños) cada año (ODM 4 y 5).
- Promover formas limpias de energía que contribuyan al desarrollo con bajas emisiones de carbono (ODM 7).
- Fomentar alianzas globales para promover el acceso universal a formas modernas de energía como un vehículo para la consecución de los Objetivos del Milenio.



Figura 3.3: Relación de la energía con otras áreas del desarrollo humano. Fuente: E. Velo García, (2005) [4]

En 2016, y tomando el relevo del programa SEA4ALL, se incluyó el acceso universal a la energía como uno de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, que guiarán las decisiones a adoptar durante los próximos 15 años. Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos; y que consta de las siguientes metas para 2030:

- Garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos.
- Aumentar sustancialmente el porcentaje de la energía renovable en el conjunto de fuentes de energía.
- Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.
- Aumentar la cooperación internacional a fin de facilitar el acceso a la investigación y las tecnologías energéticas no contaminantes, incluidas las fuentes de energía renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructuras energéticas y tecnologías de energía no contaminante.

Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

Pese a estas iniciativas y los avances conseguidos en los últimos años, el acceso universal a la energía es un desafío de gran magnitud. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), se estima que cerca de 1.300 millones de personas, lo que representa aproximadamente un 18 % de la población mundial, carecen de acceso a la electricidad y al menos 2.600 millones de personas (38 % de la población mundial), no disponen de instalaciones de cocina que cumplan unos mínimos estándares de seguridad y salubridad y que sean no contaminantes. Más del 95 % de estas personas viven en el África subsahariana o en Asia.

Adicionalmente, más de un billón de personas se encuentran en una situación de «infraelectrificación» debido a la mala calidad del suministro del que disponen y problemas de continuidad del mismo.

Del mismo modo, según la AIE, desde el año 2000 aproximadamente dos tercios de las personas que han tenido acceso a la electricidad lo han hecho en áreas urbanas, y la población sin acceso a la electricidad se encuentra concentrada en

áreas rurales. Con respecto a las previsiones de futuro, utilizando los escenarios recogidos por la AIE, el número de personas sin acceso a electricidad se espera que disminuya en más de un quinto en 2030 (unos 970 millones, o 12 % de la población mundial).

Esta cifra es fruto de que se espera que consigan acceso a la electricidad cerca de 1.700 millones de personas, pero, por otra parte, la población se espera que crezca en 1.400 millones. Para 2040, se prevee que más de 500 millones de personas continúen sin acceso a fuentes de energía modernas, cada vez más concentradas en áreas rurales de África Subsahariana.

Igualmente, unos 1800 millones de personas seguirían dependiendo de la biomasa sólida para cocinar (un tercio menos que los 2700 millones actuales); esto significa una exposición continua al humo en ambientes cerrados que actualmente está causando 3,5 millones de muertes prematuras al año.

En el caso de Perú, según el Plan Nacional de Electrificación Rural 2014-2023 [1], el coeficiente de electrificación nacional bordea el 90 %, mientras que a nivel rural supera ligeramente el 70 %. No obstante, todavía persisten prácticas de cocina que impactan negativamente en la salud y el medioambiente. Así, el 50.4 % de los hogares peruanos categorizados como «pobres extremos» utilizan leña para cocinar sus alimentos, y el 44 % utiliza otro tipo de biomasa como combustible, entre ellos la Bosta o Estiércol, como se puede ver en la figura 3.4 mostrada en la siguiente página.

Estos hogares se concentran en las zonas interiores y rurales del país, donde la dispersión de la población y la carencia de las infraestructuras necesarias dificultan el acceso a fuentes de energía modernas, lastrando el crecimiento y desarrollo de sus pobladores, teniendo un impacto indirecto además a través de los menores servicios de educación, transferencia tecnológica, o salud.

Es importante no confundir el concepto de la «universalización del acceso a la energía» con el de pobreza energética, ya que, el uso que se hace sobre el primero tiene un carácter esencialmente «físico» (llevar la energía a alguien que no la tiene) mientras que el segundo es un concepto esencialmente de carácter «económico». El concepto de universalización del acceso a la electricidad estaría más ligado a países en vías de desarrollo, en que la pobreza energética llega incluso a no tener acceso ni a los mínimos de consumo que una persona pobre podría pagar, porque sencillamente no tiene red; mientras que el concepto de «pobreza energética» puede afectar incluso a aquellos países en que se ha alcanzado el servicio universal a todos sus habitantes, pero que no disponen de renta suficiente para adquirir la energía [2].

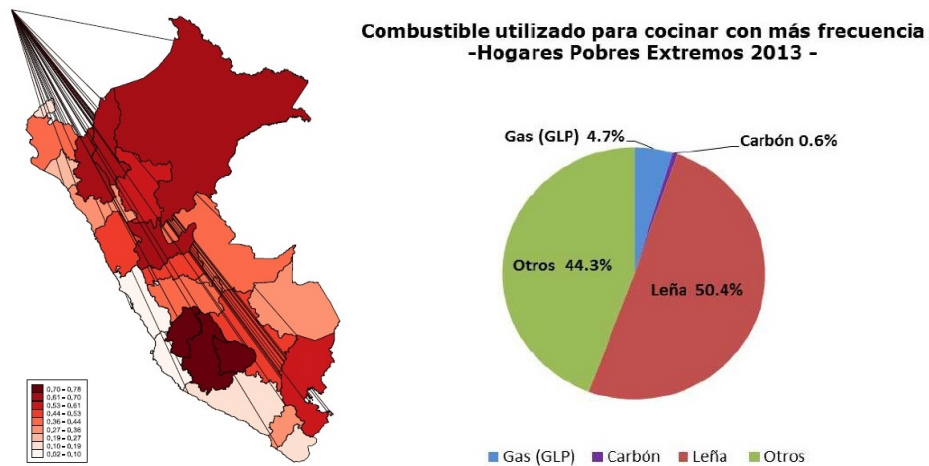


Figura 3.4: Porcentaje de hogares peruanos que usan Leña, Carbón o Bosta con mayor frecuencia para cocinar. Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática. ENAHO 2013 [1].

3.1.3. Sostenibilidad y tecnología apropiada

Para lograr los objetivos planteados y el acceso universal a la energía, es necesario analizar y establecer las estrategias apropiadas, con el fin de garantizar la sostenibilidad y éxito de los proyectos a realizar. Según el Plan de Naciones Unidas para el Desarrollo, algunos de ellos son:

- Tener un enfoque centrado en las personas, más allá del tipo de tecnología, con el objetivo de que los servicios energéticos cubran sus necesidades básicas y prioridades.
- Asegurar la participación y la voz de las comunidades beneficiarias, de manera que tengan responsabilidad en la toma de decisiones.
- Trabajar la energía de forma transversal con otros servicios para aumentar los procesos de desarrollo.
- Incidir a nivel local, nacional e internacional con el objetivo de promover y desarrollar políticas energéticas que respalden a las comunidades más pobres.
- Desarrollar acciones dentro de estrategias a largo plazo en base a la realidad sociocultural de las comunidades.
- Concienciar a la comunidad internacional sobre las relaciones existentes entre la energía y la reducción de la pobreza.

Aquí entra en juego el concepto de «tecnología apropiada», que se define como aquella que responde adecuadamente a las necesidades sociales y ecológicas de las personas, que es descentralizada y a pequeña escala, manejable, que emplea fuentes renovables de energía, que es de bajo coste, que fomenta el empleo, basada en la comunidad y en relaciones humanas no-autoritarias y no-jerárquicas, que libera a las personas de cargas alienantes, permitiéndolas ser más creativas y participar en la comunidad, profundizando así la democracia.

Aunque la tecnología apropiada como tal no existe, y su adecuación dependerá de cada lugar y cada momento, se hace incapié en la importancia de la participación de los destinatarios, y buscar sobre todo la apropiación local, es decir, la capacidad de que los destinatarios puedan en el futuro mantener y modificar la tecnología en función de sus necesidades.

Los servicios energéticos modernos ayudan a impulsar el crecimiento económico a través de la mejora en la productividad y de la generación de ingresos. En las zonas rurales, estos se pueden obtener gracias a un desarrollo agrícola mejorado y a la creación de puestos de trabajo no agrícolas (industrias auxiliares, normalmente agroalimentarias).

Acelerar la introducción de servicios energéticos es pues una estrategia clave para promover el desarrollo en las áreas rurales de los países en desarrollo. Aunque la progresiva extensión de las redes eléctricas existentes hasta cubrir la mayor parte del territorio sería el método más sencillo, esta solución no resulta económicamente viable para las zonas muy alejadas de las redes de distribución existentes.

Entre los modelos para obtener la electrificación rural, están la creación de microrredes aisladas, que den energía a pequeñas comunidades aisladas y alimentadas por fuentes renovables, o bien suministros individuales «off-grid» o fuera de la red, mediante instalaciones en cada hogar en el caso de que la dispersión de la comunidad sea muy elevada, haciendo poco rentable la creación de microrredes. En zonas urbanas con mayor densidad de población sin embargo, las soluciones «on-grid» son las más efectivas económicamente.

A continuación se mencionan algunos de los métodos posibles para la provisión de energía en el ámbito rural:

- La generación de electricidad mediante sistemas mini-hidráulicos permite, normalmente, producir un excedente que puede utilizarse de forma muy flexible en todo tipo de procesos productivos: pequeñas industrias artesanales, granjas, comercios y servicios.

- Las tecnologías eólicas y fotovoltaicas pueden tener aplicación, además de en la iluminación y electrificación de hogares, para el bombeo de agua y uso en el sector agrícola.
- En el ámbito de la biomasa, el aprovechamiento energético de los residuos que genera la propia industria agroalimentaria, permite cerrar el ciclo energético y hacer que sea prácticamente autoalimentado. Por otro lado, el ahorro de combustibles tradicionales mediante el uso de tecnologías más eficientes en el ámbito doméstico ofrece la posibilidad de utilizar tanto el combustible ahorrado, como el tiempo o el dinero que se gastaba en obtenerlo, para usos productivos y generación de ingresos.

Como recomienda el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), para que estas intervenciones permitan el completo desarrollo de estas comunidades, la provisión de estos servicios energéticos ha de ser promovida de forma transversal junto con otros objetivos, como son la mejora de la salud de las personas, la promoción de la igualdad de género, junto con el desarrollo de las infraestructuras rurales y la promoción de la educación y la capacitación de sus habitantes, promoviendo la inversión, el crecimiento y el empleo productivo.

A estos retos se les une el de conseguir estos objetivos de forma sostenible. Se define energía sostenible como «aquella energía producida y utilizada de forma que sustenta el desarrollo humano en todas sus dimensiones, sociales, económicas y medioambientales», World Energy Assessment (PNUD, 2001).

El sistema energético actual es insostenible, pues:

- El consumo de energía en diferentes zonas del planeta es muy desigual existiendo regiones donde la falta de acceso a la energía es un obstáculo para el desarrollo humano. También es muy diferente la tasa de emisiones de gases de efecto invernadero por persona de los diferentes países.
- No garantiza la satisfacción de las necesidades de las generaciones futuras. Hay escasez de recursos, lo que genera luchas por su control y conflictos geopolíticos.
- Tiene importantes repercusiones en el medio ambiente, provocando contaminación local que afecta a la salud de las personas y acelerando el cambio climático que tiene consecuencias globales, pero cuyas consecuencias sufren en especial a las poblaciones más vulnerables.
- Entre las repercusiones sobre la salud debidas al actual modelo energético destacan las enfermedades respiratorias relacionadas con la contaminación

en el interior de las viviendas por el uso de biomasa tradicional, y la contaminación en las grandes urbes debida a la quema de combustibles fósiles para el transporte y calefacción.

- El uso de la biomasa tradicional como fuente principal de energía tiene una importante componente de género, pues son las mujeres las encargadas de dedicar su tiempo y recorrer grandes distancias para recoger madera o desechos con los que generar energía para cocinar y calentarse.

Se necesita entonces evolucionar hacia otros modelos de desarrollo que fomenten la sostenibilidad a nivel global, al tiempo que permitan disminuir gradualmente las desigualdades en materia energética tanto a nivel global como local. En ellos, las energías renovables como alternativa al suministro energético representan no sólo una evolución hacia un modelo más sostenible y eficiente, sino una alternativa ventajosa en países en desarrollo, sobre todo en zonas rurales, en términos de autosuficiencia y costes a lo largo de la vida útil de la instalación. La dependencia del recurso renovable en cuestión puede compensarse con la complementación del sistema con el uso de baterías, o incluso modelos mixtos diésel y renovable.

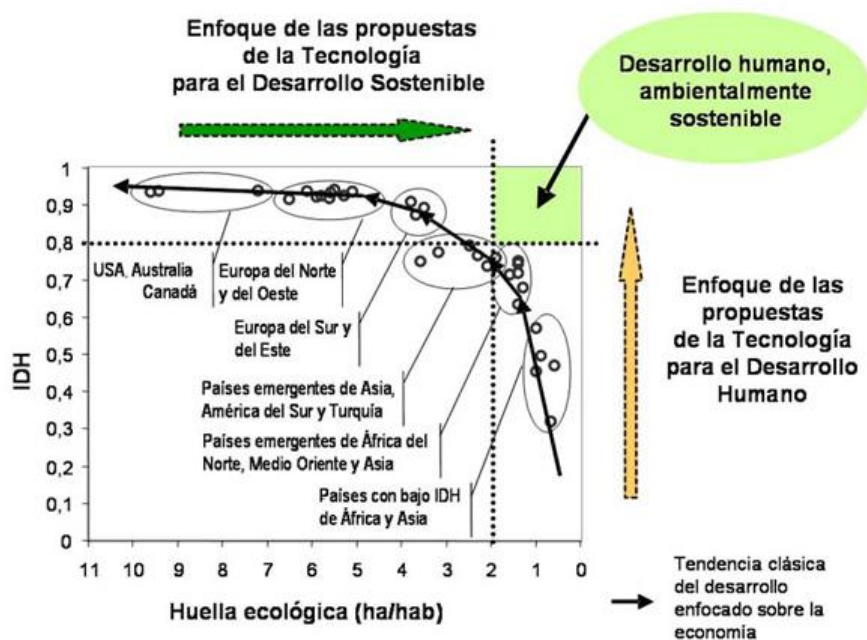


Figura 3.5: Relación entre el Índice de Desarrollo Humano (IDH) y la huella ecológica para distintos países. Fuente: E. Velo García, (2005) [4]

Sin embargo, existen barreras que limitan el potencial de las energías renovables: económicas, tecnológicas, institucionales, sociales, etc. Superar tales barreras al tiempo que se garantiza la sostenibilidad económica, ambiental y social es el gran reto de los programas y proyectos de provisión de energía y servicios energéticos en los países en desarrollo.

Cuando se habla de sostenibilidad, no hay que olvidar que si se pretende dar acceso a servicios energéticos modernos, en particular electricidad, a cerca de 1.300 millones de personas que carecen de ellos, uno de los aspectos más relevantes que se plantean es el impacto de este consumo energético adicional sobre los escenarios futuros a nivel energético y de emisiones de gases de efecto invernadero y, en definitiva, su impacto sobre el cambio climático.

Sin embargo, según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, este acceso universal tendría un reducido impacto sobre la demanda global de energía y las emisiones de CO₂. Esto se debería a, por un lado, el reducido consumo per cápita que tendrían los nuevos hogares que acceden a servicios modernos de energía, y por otra parte, al elevado peso de las energías renovables en las nuevas instalaciones creadas para tal fin.

De esta forma la AIE estima que, si el acceso universal a la energía para cubrir las necesidades básicas y productivas de la población que carece de ellas fuese una realidad en el horizonte 2030, supondría un incremento en el consumo final de energía de menos del 7 % con respecto a las previsiones establecidas, la gran parte de éste proveniente de fuentes renovables.

3.1.4. Cooperación para el acceso universal a la energía

Pobreza y falta de energía están, como se ha visto, íntimamente ligados. Por ello, aparecen cada vez más las iniciativas públicas, privadas, de los organismos multilaterales y del sector de las organizaciones no gubernamentales, con el objetivo de ayudar a resolver los problemas de pobreza a través de programas de universalización del acceso al suministro de energía.

Para abordar un proyecto de esta magnitud, es necesaria por un lado, la involucración y cooperación de muchos agentes diferentes («multistakeholder solution») [2], estableciendo claramente los derechos y obligaciones de cada uno para garantizar el éxito de la gobernanza del proyecto; y por otro, una solución compleja que requiere contemplar muchas etapas y dimensiones para evitar el fracaso del proyecto debido a una de ellas.

Entre los principales agentes que intervienen se encuentran:

- La Administración: Interviene en todos sus niveles (nacional a municipal), debe incluir en sus agendas la universalización del acceso a la energía en la lucha contra la pobreza, y desarrollar un marco legal riguroso y estable, responsabilizándose que todos los agentes cumplan sus obligaciones en las distintas fases de los proyectos.
- Las comunidades beneficiadas: Para el éxito y sostenibilidad de los proyectos es básico que las comunidades beneficiadas tengan una implicación muy activa desde el comienzo y durante todas las etapas del proyecto. Que participen en la medida de lo posible en la toma de decisiones, y que sientan el proyecto como suyo, responsabilizándose de su sostenibilidad y asegurando el éxito en la explotación del proyecto. Resulta fundamental alejarse del clásico modelo «tutelado», en el que se recibe un «regalo» que no se ha solicitado y de cuyo cuidado no se sienten responsables.
- Las Organizaciones No Gubernamentales (ONG): han sido clave en las primeras fases de universalización, siendo responsables de sensibilizar a la sociedad global, presionando para el establecimiento de agendas en la lucha contra la pobreza y captación de fondos. Además de la acción social, las ONG locales juegan un papel crítico al permitir una mayor cercanía y mejor comunicación con las comunidades beneficiadas, y gracias a su permanencia en el terreno después de la fase de inversión, permiten la supervisión y alerta de las necesidades de mantenimiento y renovación de las instalaciones. Además, las ONG de ámbito internacional aportan una gran capacidad de captación de financiación de los organismos multilaterales y una mayor capacidad de interlocución con las distintas administraciones. Finalmente, las ONG aportan generalmente personal técnico con una dilatada experiencia en el desarrollo e implantación de proyectos.
- Los voluntarios: como en todos los proyectos relacionados con la lucha con la pobreza, tienen un papel clave. Especialmente los voluntarios especialistas, aquellos que aportan en su labor humanitaria sus conocimientos profesionales. De este modo, la aportación de estos voluntarios se maximiza si se focalizan en las áreas en las que pueden aportar conocimientos de alto nivel, con el consecuente ahorro de recursos para los proyectos. Por ello resulta especialmente interesante la sensibilización del personal vinculado al sector de la energía en este ámbito, destacando la aportación de los grupos de voluntarios jubilados del sector energético, que conjuntan una larga experiencia profesional con la disponibilidad de tiempo necesaria.

- El sector privado: Juega evidentemente, un papel fundamental en labores de financiación y gestión de los proyectos, que se combina con la capacidad normativa y de supervisión de la Administración. Desde las compañías eléctricas multinacionales hasta los proveedores locales; las primeras aportando experiencia técnica de su personal, capacidad de interlocución con las Administraciones y de captación de fondos, y las segundas facilitando la adaptabilidad de las soluciones a las características del territorio, especialmente en temas de logística. Además, la aparición de nuevos negocios y empresas fruto de la inversión realizada en el proyecto, permitirían el mantenimiento de las instalaciones así como el crecimiento de nuevos tejidos económicos en las comunidades.
- Las universidades y academias: Deben servir como punto de encuentro neutral e independiente entre todos los agentes involucrados, además de establecer módulos formativos, másteres, etc.. orientados a la problemática de la pobreza energética y que permitan ir creando expertos y sensibilizando a los futuros profesionales, a la vez que investigando e innovando en nuevos modelos y soluciones técnicas.
- Los organismos multilaterales: Han de incorporar en sus agendas y en las de los gobiernos los objetivos de lucha contra la pobreza energética, lanzando programas globales específicos (ej: Objetivos del Milenio, Sustainable Energy For All, etc.), creando fondos de ayuda y mecanismos de financiación, y guiar las prácticas en los proyectos de lucha contra la pobreza.

Los pasos necesarios para llevar a cabo un proyecto de universalización son numerosos y muy complejos. No existe un procedimiento estándar, ya que dependerá de la singularidad de los proyectos, territorios, agentes involucrados, etc.

Sin embargo, hay muy buenas y extensas referencias y guías realizadas por instituciones u ONG. En el caso de que se desee profundizar en el tema, se puede encontrar un buen ejemplo en el proyecto «*Alianzas Público Privadas para la electrificación de Zonas Rurales aisladas en Latinoamérica*» [28] —llevado a cabo por el Grupo de Investigación en Organizaciones Sostenibles de la Universidad Politécnica de Madrid, junto con las ONG Energía Sin Fronteras y Aula de Solidaridad.

Algunos otros ejemplos de proyectos exitosos en este ámbito que se pueden destacar son «Luz para todos», para la electrificación de hogares en riesgo de exclusión en Brasil, Global Sustainable Electricity Partnership (GSEP), formada por algunas de las principales eléctricas del mundo, y con importantes políticas y proyectos a nivel internacional en la promoción del desarrollo energético

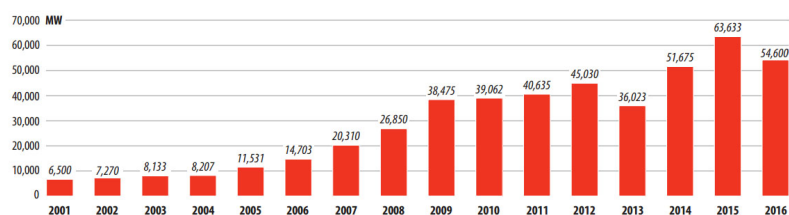
sostenible, o los distintos proyectos llevados a cabo por Energía sin Fronteras (EsF) para facilitar el acceso a la energía y al agua en zonas rurales aisladas de países en desarrollo en todo el mundo.

3.2. Recurso eólico y energía eólica

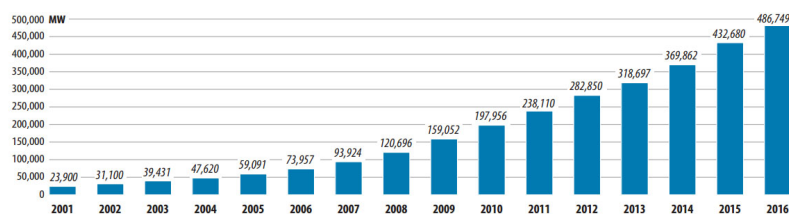
3.2.1. Energía eólica a nivel global: Mercado y potencial

Según el Global Wind Energy Council (GWEC), y acorde con lo presentado en el «Global Wind Energy Outlook 2016», a finales del año 2016 había 487 GW de potencia eólica instalada alrededor del mundo, lo que supuso un incremento de más del 12 % con respecto al año 2015, y un 31 % más que a finales de 2014, suponiendo más de un 7 % de toda la energía generada a nivel global, y consolidando su posición como una de las fuentes de energía con mayor potencial de crecimiento en las próximas décadas.

Liderado por China, Estados Unidos, Alemania, y la India, la instalación de 54.6 GW durante 2016 consolida el fuerte crecimiento que está experimentando el sector de la energía eólica en todo el globo. En la figura 3.6 mostrada a continuación se puede observar cómo en la última década el ritmo de crecimiento de la potencia eólica instalada en el mundo ha ido creciendo a un ritmo muy elevado.



(a) Potencia anual instalada (MW)



(b) Potencia instalada acumulada (MW)

Figura 3.6: Potencia anual instalada y potencia instalada acumulada de fuentes de energía eólica en el mundo. Fuente:GWEC

China se sitúa a la cabeza del mercado, habiendo instalado 23370 MW durante 2016, y 30 GW durante 2015, y con el despegue del sector marítimo u «offshore» en este año.

Estados Unidos instaló 8203 MW, para una capacidad total instalada de 82 GW. Sólo en los Estados Unidos la industria eólica emplea a más de 100000 trabajadores, siendo más de un millón en todo el mundo.

India consolidó su cuarta posición tanto en potencia instalada (3612 MW) como en capacidad instalada, para un total de 28 GW, con una esperada contribución del sector «offshore» en los próximos años.

Europa tuvo un año sorprendentemente positivo, con la instalación total de 13926 MW, de los cuales 5442 MW corresponde a Alemania, situando su capacidad acumulada por encima de 50 GW. Otros países, como Francia u Holanda, han realizado importantes avances en el sector debido en gran medida a la reducción del coste de la energía eólica, especialmente en el sector «offshore».

Brasil volvió a liderar la instalación de potencia eólica en Latinoamérica, y a pesar de la situación política y económica del país consiguió instalar 2 GW de potencia, superando los 10 GW de capacidad acumulada. Chile y Uruguay también realizaron instalaciones importantes, mientras que otros países como Perú (93 MW instalados en 2016) o Costa Rica (20MW) están realizando significativos avances en el sector.

Africa sólo ha tenido 418 MW instalados en Sudáfrica, y la exitosa subasta para la instalación de más de 800 MW en Marruecos.

Pacífico sólo contó con la discreta aportación de Australia (140 MW), aunque se espera un crecimiento del mercado en los próximos años.

Este gran desarrollo del sector ha sido posible debido a varios motivos:

- En primer lugar, la reducción de precios, ya que el coste de la energía eólica se ha reducido a menos de un tercio desde 2009, y la energía eólica marítima u «offshore» se sitúa entre las fuentes de electricidad más competitivas actualmente. Esta reducción de costes y mejora de eficiencia ha permitido que la energía eólica compita con las fuentes de energía tradicionales, no sólo en términos medioambientales sino también económicos.
- La energía eólica emplea más trabajadores por unidad de energía que las fuentes tradicionales como el petróleo o el gas. Actualmente, más de un millón de personas están empleadas por la industria eólica, y si se dobla

el porcentaje de energía eólica global para 2030, la energía renovable dará trabajo a más de 24 millones de trabajadores.

- El agua es un elemento fundamental en el proceso de producción de energía. Aproximadamente el 44 % del uso mundial de agua se destina a la producción de energía. Mientras que la energía solar requiere 200 veces menos agua que una planta de carbón para producir la misma energía, la energía eólica no requiere agua en absoluto. El crecimiento de las energías renovables podría suponer así una enorme reducción del consumo de agua del sector energético.
- Doblar la presencia de las renovables también reduciría drásticamente la presencia de emisiones dañinas y la contaminación del aire, gracias a la progresiva descarbonización del sector, salvando hasta 4 millones de vidas al año en 2030.
- El sector energético es el responsable de las dos terceras partes de las emisiones de gases de efecto invernadero. Como tal, resulta una prioridad reducir las emisiones de CO₂. Las energías renovables pueden permitir la mitad de la reducción total de emisiones necesaria para mantener la subida de la temperatura global por debajo de 2 °C, como se ha acordó en París en 2016, mientras que las mejoras en la eficiencia energética de los sistemas pueden proveer la otra mitad.

En relación al futuro, se espera que la introducción de nuevas políticas acorde a los compromisos internacionales realizados para la reducción de las emisiones y la descarbonización del sector energético, permita continuar con el elevado crecimiento de la industria eólica, con tasas de crecimiento anual superiores al 10 %, con el objetivo de alcanzar los 800 GW instalados alrededor del mundo para 2021, como se puede ver en la figura 3.7.

Este crecimiento se concentrará principalmente en Asia, de la mano de China, Europa y Norteamérica, mientras que se ganará presencia en nuevos mercados como Latinoamérica y el norte de África.

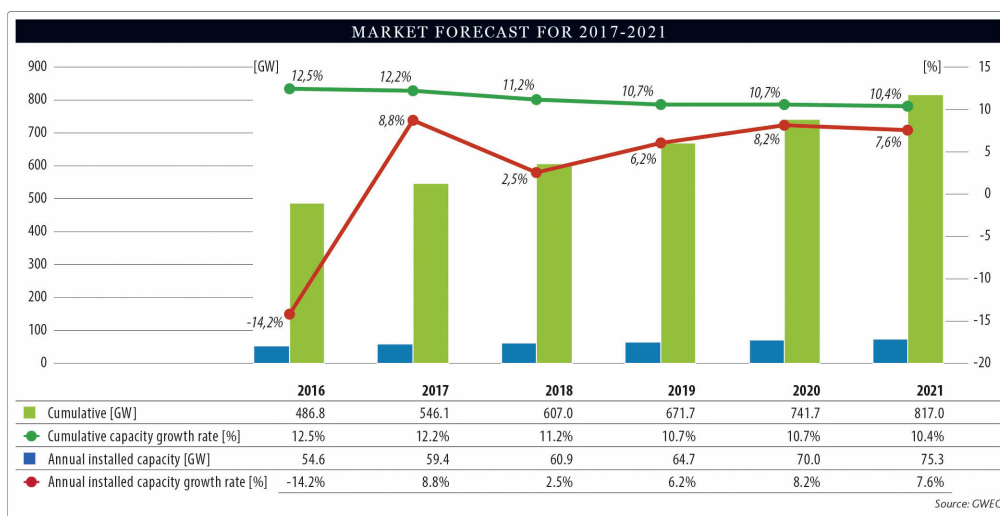


Figura 3.7: Previsión de la evolución de la potencia eólica instalada en el mundo en el período 2017-2021. Fuente: GWEC

Más a largo plazo, y en consonancia con los escenarios que maneja la Agencia Internacional de la Energía (AIE) [10] para las próximas décadas, como son el *New Policies Scenario*¹, el *450 Scenario*², y escenarios más ambiciosos, fruto del acuerdo para la reducción de las emisiones ratificado por los países en París en 2015 y el cumplimiento de los objetivos en lo que a energía renovable se refiere existentes actualmente, como son el *GWEC Moderated Scenario*, y el *GWEC Advanced Scenario*.

Según estos escenarios, el GWEC estima que para el año 2050 se contaría, en el menos ambicioso de los casos, el *New Policies Scenario*, con más de 2800 GW de capacidad eólica instalada en todo el mundo, lo que permitiría cubrir aproximadamente el 20 % de la demanda total de electricidad a nivel mundial, teniendo en cuenta el aumento de ésta por la descarbonización del sector energético y electrificación de los medios de transporte.

En el caso más optimista, el porcentaje de cobertura del suministro eléctrico mundial podría alcanzar el 30 %, lo que supondría contar con más de 4000 GW

¹Escenario central de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en el que se plantea el cumplimiento de los objetivos de política energética y medioambiental establecidos para avanzar hacia la descarbonización del sector energético. Este escenario dota de un peso importante a la implantación de las energías renovables y a la mejora de eficiencia energética.

²El 450 Scenario es el escenario más ambicioso de la AIE en materia medioambiental. Así, anticipa la consecución de un sistema energético sostenible, a través de la implantación de importantes cambios estructurales, tecnológicos y de conducta de los consumidores energéticos. Se considera necesario una importante reducción de la intensidad energética. Coherente con un incremento global de la temperatura, a largo plazo, de 2°C, consistente a su vez con el objetivo de limitar la concentración de gases con efecto invernadero en la atmósfera a 450 partes por millón (ppm) de CO₂.

de capacidad eólica instalados, gracias a una continua reducción de los costes de las instalaciones y la energía eólica, al mismo tiempo que aumenten los costes de las energías tradicionales.

3.2.2. Energía eólica en Perú: Recurso eólico e instalaciones

Tras realizar una mirada general al sector eólico a nivel global, y su potencial en los próximos años, en esta sección se realiza un análisis de las instalaciones y el recurso eólico disponibles en Perú, donde se localiza nuestro proyecto, basadas en la actualización del «Atlas Eólico del Perú » [11], llevada a cabo por el Ministerio de Energía y Minas del Perú en 2016, con el objetivo de promover la inversión en el uso de energías renovables, y el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético.

Aunque como se verá a continuación el potencial eólico de Perú no es tan elevado como el de otros países, sí existen zonas a lo largo de la costa y en la sierra donde éste recurso puede ser aprovechable, especialmente debido a la dispersión geográfica de la población, permitiendo acercar estas fuentes de energía a las regiones más alejadas.

Tras la instalación en abril de 2014 del primer parque eólico del Perú en Marcona, se han abierto y proyectado nuevos parques hasta la fecha, suponiendo actualmente una capacidad nominal eólica conectada a la red pública de 239 MW.

En el cuadro 3.1 se muestran los distintos parques eólicos existentes en Perú así como los proyectados y en fase de construcción.

<i>PARQUE EÓLICO</i>	<i>POTENCIA INSTALADA</i>	<i>DEPARTAMENTO</i>	<i>ESTADO</i>
P.E. Marcona	32 MW	Ica	En operación
P.E. Cupisnique	83.15 MW	La Libertad	En operación
P.E. Talara	30.86 MW	Piura	En operación
P.E. Tres Hermanas	90 MW	Ica	En operación
P.E. Parque Nazca	126 MW	Ica	Autorizado En desarrollo
P.E. Huambos	18 MW	Cajamarca	Autorizado En desarrollo
P.E. Duna	18 MW	Cajamarca	Autorizado En desarrollo

Cuadro 3.1: Potencial eólico en operación y en desarrollo en Perú, 2016. Fuente: MINEM

Pero al igual que sucede en el resto del mundo, las instalaciones eólicas existentes actualmente están muy por debajo de la capacidad máxima o potencial que presenta cada región o país.

Por ello, el Instituto de Minas y Energía de Perú ha realizado un estudio del potencial eólico total y aprovechable de las diferentes regiones del país, presentado en la tabla 3.2, y que sería interesante para la instalación de nuevos aerogeneradores o parques eólicos.

En él, se considera el potencial eólico total como aquel que cumple unas condiciones de viento (buena densidad de potencia, distribución de frecuencia de viento favorable), geográficas (pendiente del terreno menor de 20 %, altitud inferior a 3500 m de altura) y demográficas (cercanía a vías de acceso transitables, cercanía a los centros poblados y líneas de energía) adecuadas para su aprovechamiento.

Posteriormente se ha excluido aquel que aun cumpliendo los anteriores requisitos, no se puede aprovechar debido a que la construcción de los aerogeneradores y parques eólicos no estaría permitida por las disposiciones legales, como en el caso de zonas arqueológicas, parques nacionales, reservas naturales, zonas históricas, etc.

Como se puede observar en la tabla 3.2, existen una serie de regiones donde el potencial eólico aprovechable es nulo. Esto se debe a que se tratan de regiones, mayormente selváticas, donde las velocidades de viento son muy reducidas en insuficientes para permitir su aprovechamiento.

Sin embargo, el potencial eólico de regiones costeras como Piura, Lambayeque o Ica es bastante elevado, así como en algunas regiones de la sierra como Cajamarca o Ancash.

Esto se debe a que estas regiones presentan velocidades de viento medias mucho mayores que las zonas selváticas, siendo posible en este caso su aprovechamiento mediante la instalación de parques eólicos. En consecuencia, actualmente todos los parques eólicos operativos en Perú se sitúan en la costa (Ica, La Libertad, Piura), habiendo nuevos proyectos tanto para zonas costeras como de sierra.

<i>DEPARTAMENTO</i>	<i>POTENCIAL EÓLICO APROVECHABLE (MW)</i>	<i>POTENCIAL EÓLICO EXCLUIDO (MW)</i>	<i>POTENCIAL EÓLICO TOTAL (MW)</i>
Amazonas	129	288	417
Ancash	708	108	816
Apurímac	0	0	0
Arequipa	1020	156	1176
Ayacucho	0	0	0
Cajamarca	891	282	1173
Callao	0	0	0
Cuzco	0	0	0
Huancavelica	0	0	0
Huánuco	0	0	0
Ica	2280	3015	5295
Junín	0	0	0
La Libertad	921	264	1185
Lambayeque	7017	2097	9114
Lima	429	189	618
Loreto	0	0	0
Madre de Dios	0	0	0
Moquegua	0	0	0
Pasco	0	0	0
Piura	7098	1503	8601
Puno	0	0	0
San Martín	0	0	0
Tacna	0	0	0
Tumbes	0	0	0
Ucayali	0	0	0
<i>TOTAL (MW)</i>	20493	7902	28395

Cuadro 3.2: Potencial eólico (MW) en el Perú (100m). Fuente: Atlas Eólico del Perú 2016.

En la figura 3.8 se muestran las velocidades medias anuales de viento a 100 m de altura a lo largo de toda la geografía peruana, donde se puede constatar que efectivamente las mayores velocidades de viento se encuentran en zonas costeras o de la sierra, mientras que en la región selvática son mucho más reducidas.

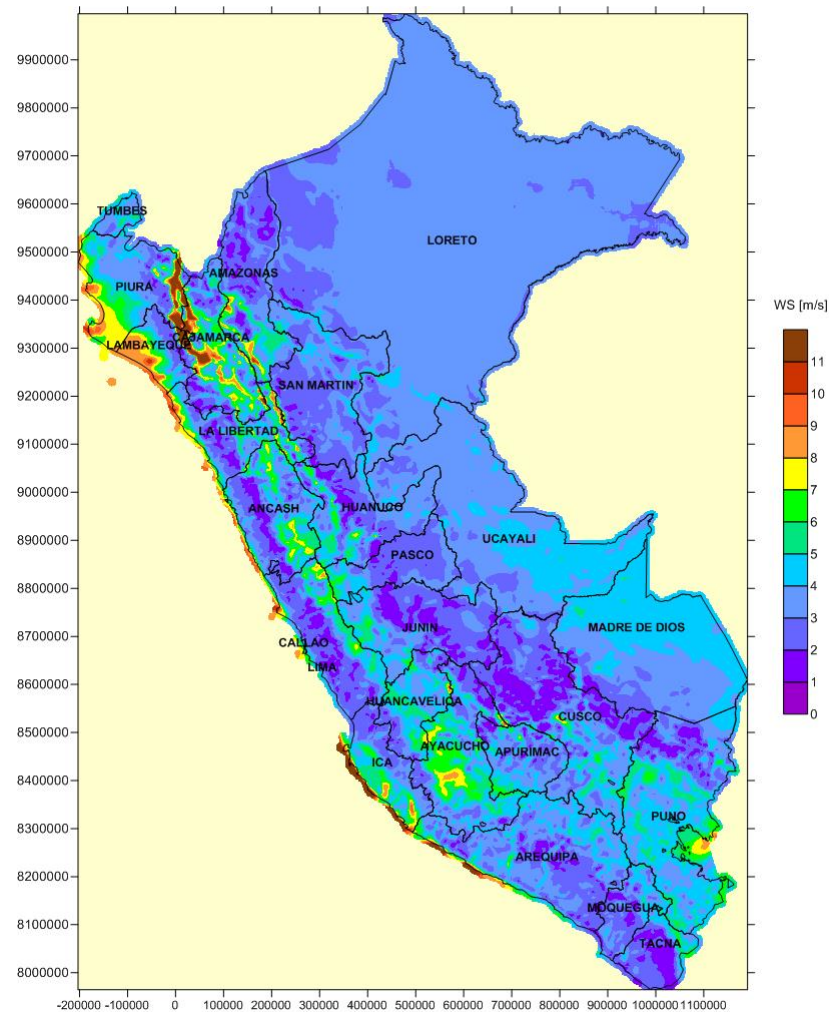


Figura 3.8: Velocidad media anual del viento en Perú a 100 m. Fuente: Atlas Eólico del Perú 2016.

Sin embargo, los datos mostrados hasta ahora se corresponden al potencial eólico existente a una altura de 100 m sobre el suelo, destinado por tanto a la instalación de aerogeneradores de gran potencia y parques eólicos.

Pero debido a la gran dispersión geográfica de la población peruana, especialmente en zonas rurales alejadas de los grandes núcleos de población, la pobreza energética en Perú continúa siendo un problema. El acceso universal a la energía no se ha conseguido por completo en el país, existiendo un gran porcentaje de hogares rurales que continúan cocinando con fuentes de energía tradicionales y nocivas, e incluso muchos hogares que no cuentan siquiera con acceso a la electricidad. Por ello, y en el ámbito en el que sitúa el presente estudio, puede

resultar interesante la introducción de sistemas eólicos aislados como fuente de energía, en aquellos lugares en los que el recurso eólico sea suficiente.

En la figura 3.9 mostrada a continuación se puede observar la distribución de velocidades de viento medias anuales a una altura de 10 m, correspondiente típicamente a la altura alcanzada por estos aerogeneradores de menor tamaño.

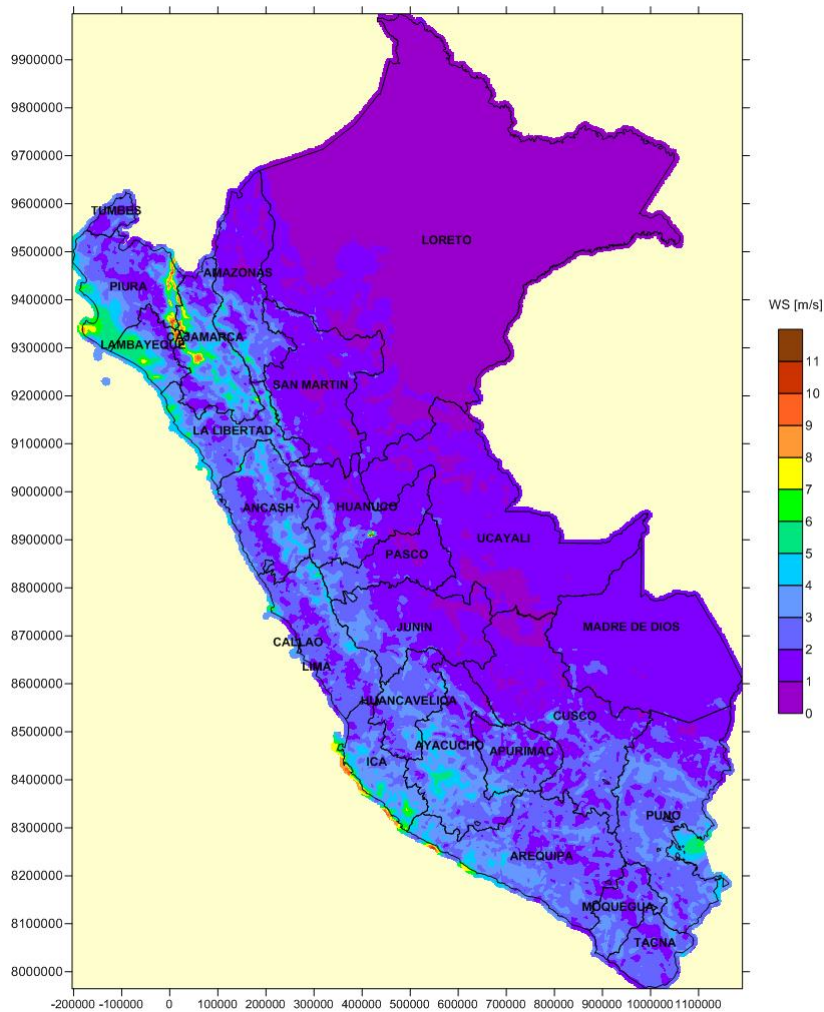


Figura 3.9: Velocidad media anual del viento en Perú a 10 m. Fuente: Atlas Eólico del Perú 2016.

Como se puede ver, en toda la región selvática el recurso eólico es prácticamente nulo e inprovechable, mientras que principalmente en las zonas costeras y en alguna región de la sierra se obtienen velocidades medias superiores a los 5 o incluso 6 m/s, necesarias para que la producción energética de los aerogeneradores pueda compensar las inversiones necesarias.

En concreto, el aerogenerador tomado como ejemplo para su estudio y análisis en este proyecto se sitúa en la región de Piura, justamente en una de las zonas con mejor recurso eólico de todo el país. Del mismo modo, la gran mayoría de instalaciones realizadas por WindAid Institute se localizan en la costa norte peruana, en las regiones de La Libertad, Lambayeque y Piura, y también en zonas de sierra como Cajamarca.

Resulta lógico ya que para que un sistema de las características del que se abordará en los siguientes apartados pueda funcionar de forma mínimamente eficiente para la electrificación de escuelas y hogares, se requieren velocidades de viento suficientemente elevadas y lo más constantes posibles.

Pero como se verá en siguientes apartados, la instalación y utilización de aerogeneradores de pequeño tamaño posee una serie de características especiales que la diferencian de los aerogeneradores comerciales de mayor tamaño.

3.3. Energía mini-eólica

3.3.1. Funcionalidad de las instalaciones mini-eólicas

Aunque la función principal de los aerogeneradores es convertir la energía cinética del viento en (habitualmente) energía eléctrica, la potencia obtenida a partir de estos sistemas puede variar desde unos pocos Watios hasta decenas de Megawatios.

Según la normativa establecida por la *International Electrotechnical Commission (IEC)*, IEC 61400-2, se considera un aerogenerador de pequeño tamaño a aquel cuya área barrida por el rotor sea menor de 200 m^2 , que se corresponde aproximadamente con una potencia $P < 50 \text{ kW}$.

Aunque la división entre aerogeneradores de pequeño y gran tamaño no esté estrictamente definida, los principios básicos de operación son los mismos para todos los tamaños de aerogeneradores. Por ejemplo, el límite de Betz para la eficiencia en la extracción de energía de la corriente, que se tratará en la sección 5.1, es independiente del tamaño del sistema.

En general, existe una gran diversidad de diseños y tipos de aerogeneradores de pequeño tamaño, teniendo sólo en cuenta los aerogeneradores de eje horizontal. El número de palas puede variar de dos a siete, y situarse las palas del aerogenerador bien corriente arriba, o bien corriente abajo, como dos de los aerogeneradores de pequeño tamaño más populares, el Proven y el Skystream, mostrados en la figura 3.10.

La mayoría de los aerogeneradores con las palas situadas corriente arriba, utilizan una cola con forma de veleta que mantiene al rotor orientado hacia la corriente.

Mientras que la mayor parte de aerogeneradores de gran tamaño cuentan con tres palas, que pueden alcanzar los 60 m de longitud y pesar más de 20 toneladas, los sistemas de menor tamaño presentan habitualmente entre dos y siete palas. El número de palas está relacionado con la extracción de potencia al mismo tiempo que con el comportamiento de arranque, no existiendo un diseño óptimo y dependiendo de las características del sistema y de su finalidad.



Figura 3.10: Algunos tipos de aerogeneradores de pequeño tamaño. En sentido horario desde la esquina superior izquierda: aerogenerador Aerogenesis de 5 kW, un aerogenerador remoto instalado en Nepal, el modelo Proven de 15 kW, y el Southwest Windpower Skytream. Fuente: D. Wood. *Small Wind Turbines. Analysis, Design and Application*. [15]

En referencia al tipo de generador, la mayoría de los aerogeneradores de pequeño tamaño hacen uso de generadores de imanes permanentes (PMG), mientras que las de mayor tamaño usan generadores de inducción estándar. Los PMG presentan algunas ventajas para el caso de sistemas de pequeño tamaño, ya que presentan eficiencias altas a bajas velocidades de revolución, tienen un diseño y control simple al ser autoexcitados y no necesitan de la utilización de una caja de transmisión. En contrapartida, tienen un coste relativamente alto y su comportamiento magnético puede deteriorarse con el tiempo. Además, como se verá más adelante, presentan problemas relacionados con un par de arranque elevado.

En la tabla 3.3 se muestra una posible clasificación para los aerogeneradores de pequeño tamaño según la potencia generada, así como algunos valores característicos de cada uno de ellos y sus aplicaciones habituales.

Categoría	P(kW)	R(m)	Max. Ω (rpm)	Aplicaciones típicas	Tipo de generador
Micro	$\leq 0,5$	1,5	700	Iluminación, yates	Generador de imanes permanentes (PMG)
Rango medio	0,5 – 5	2,5	400	Sistemas aislados, usuario único	PMG o inducción
Mini	20 – 50+	5	200	Mini redes, comunidades remotas	PMG o inducción

Cuadro 3.3: Parámetros de operación típicos para aerogeneradores de pequeño tamaño. Fuente: D. Wood. *Small Wind Turbines. Analysis, Design and Application*. [15]

Dentro de esta clasificación el modelo de aerogenerador en el que se centra este estudio, WindAid 1.7 de 500W de potencia máxima, se encontraría dentro del grupo de los micro-aerogeneradores, en este caso haciendo uso de un generador de imanes permanentes. La descripción del sistema completo se realiza en la sección 4.1.

3.3.2. Particularidades y características de la energía mini-eólica

A pesar de que los principios de funcionamiento de los aerogeneradores son los mismos independientemente del tamaño, existen una serie de problemas operativos que sí dependen del mismo, como por ejemplo el comportamiento en el arranque y la velocidad de arranque – mínima velocidad de viento a la que se extrae potencia de la corriente. Ambas dos cobran mayor importancia para aerogeneradores de pequeño tamaño puesto que:

- Los aerogeneradores de pequeño tamaño están habitualmente instalados donde se requiere la energía, o cercanos a la vivienda del dueño, que puede no tratarse de la localización con mayor velocidad de viento, mientras que los parques eólicos formados por turbinas de mayor tamaño están deliberadamente instalados en zonas con un alto potencial eólico.
- Los generadores de los aerogeneradores de pequeño tamaño suelen tener un par resistente considerable que debe ser superado por las fuerzas aerodinámicas antes de que las palas comiencen a girar. Además, el control del ángulo de paso en la raíz de la pala raramente se utiliza en sistemas de pequeño tamaño debido a su alto coste. Por ello, no es posible ajustar el ángulo de ataque de las palas según las condiciones de viento. Esto afecta especialmente al comportamiento de arranque. En el capítulo 5 se tratará más extensamente la influencia del ángulo de paso de control en la raíz de la pala en el funcionamiento del aerogenerador.
- La aerodinámica alrededor de estos sistemas está fuertemente influenciada por los bajos valores del número de Reynolds, Re . Como se verá más adelante en la sección 5.2, esto se traduce en una reducción de las propiedades aerodinámicas de los perfiles que conforman las palas del aerogenerador, entre otras consecuencias.
- Los aerogeneradores de mayor tamaño cuentan con complejos mecanismos de orientación para alinear el rotor con la corriente incidente. Como su coste es demasiado alto para los aerogeneradores de pequeño tamaño, se utilizan otros mecanismos de orientación a la corriente, como pueden ser incluir una veleta en la cola del aerogenerador, como presentan tres de los sistemas mostrados en la figura 3.10, o situar las palas corriente abajo, como los dos restantes.
- Muchos aerogeneradores de pequeño tamaño cuentan con el «furling» – ver 4.1.1 en capítulo 4.1.1 – como método de protección contra velocidades demasiado elevadas, mientras que los aerogeneradores de mayor tamaño tienen normalmente un freno integrado en el sistema de transmisión.

En la tabla 3.4 mostrada a continuación se pueden observar la dependencia de algunos de los parámetros de operación del aerogenerador con el tamaño del radio de sus palas, R .

Como se puede observar, los aerogeneradores de menor tamaño presentan velocidades angulares operacionales más elevadas, así como pares de arranque más reducidos. Esto hace que los micro-aerogeneradores presenten el peor comportamiento de arranque de todos los grupos de aerogeneradores, un problema que se ve aumentado en muchas ocasiones debido al alto par de arranque que presentan los generadores de imanes permanentes utilizados en estos sistemas.

Parámetro	Exponente de dependencia con R
Velocidad angular de las palas	-1
Cargas centrífugas en las palas	-1
Número de Reynolds	1
Relación de transmisión	1
Potencia producida	2
Ruido producido	2
Par de frenado	2-3
Par de arranque	3
Masa de la pala	2-3
Momento giroscópico	3-4
Inercia de las palas	4-5

Cuadro 3.4: Dependencia de los principales parámetros de operación del aerogenerador con el radio de la pala. Fuente: D. Wood. *Small Wind Turbines. Analysis, Design and Application*. [15]

Sin embargo, y a pesar de las incidencias que presentan los aerogeneradores de pequeño tamaño, los micro-aerogeneradores son de largo el tipo de aerogenerador de pequeño tamaño más común. Esto se debe por una parte a su fabricación a gran escala por compañías en China, Reino Unido o Estados Unidos, unido a su reducido coste.

Al mismo tiempo representan una opción asequible para pequeños sistemas e instalaciones remotas, siendo posible y relativamente sencilla su manufacturación, y existiendo modelos y guías para realizarlo como el de Hugh Piggott, descrito en su libro *A Wind Turbine Recipe Book. The axial flux windmill plans* [16] que actualmente es construido y utilizado en todo el mundo.

En particular, el diseño de aerogenerador utilizado por WindAid Institute en sus modelos WinAid 1.7 y WindAid 4.0 que se abordan en el presente estudio, está basado en el diseño y el proceso de fabricación desarrollado por Hugh Piggott, con algunas modificaciones, como se verá en las siguientes secciones.

4. Diseño, fabricación e instalación de un sistema eólico aislado

4.1. Descripción del sistema

En la siguiente sección se realizará una descripción sencilla de las principales características de los aerogeneradores habitualmente instalados por WindAid Institute, así como una descripción de sus subsistemas y de los distintos elementos que componen una instalación genérica para la electrificación de comunidades rurales en Perú.



Figura 4.1: Aerogeneradores WindAid 1.7 y 4.0 instalados por WindAid Institute.

4.1.1. Subsistema eólico: WindAid 1.7 y WindAid 4.0

WindAid Institute trabaja actualmente con dos modelos de aerogeneradores de diferente potencia y tamaño, el aerogenerador WindAid 1.7, que se presenta a continuación, y el aerogenerador WindAid 4.0 expuesto más adelante. El subsistema eólico es el encargado de la extracción de la energía de la corriente de viento incidente y su transformación en energía eléctrica.

Aerogenerador WindAid 1.7

El aerogenerador WindAid 1.7 es un aerogenerador de eje horizontal y dos palas, situadas corriente arriba, de conexión directa con un generador de imanes permanentes y con un diámetro de palas de 1,7 m. En términos de potencia generada, se ha llegado a registrar producciones de hasta 500 W, que se considera su potencia máxima.

Cuenta con una velocidad inicial de arranque de aproximadamente 3 m/s para la generación de potencia, aunque la turbina gira para velocidades de viento

a partir de 2 m/s.

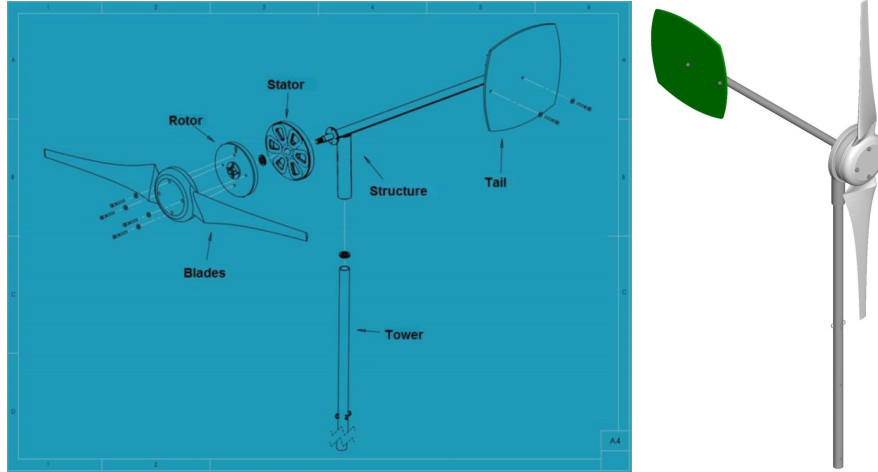


Figura 4.2: Principales componentes del Aerogenerador WindAid 1.7.

Las principales características de operación del sistema vienen recogidas en la tabla 4.1.

Potencia máxima	500 W
Tensión nominal	12 V
Intensidad nominal	20 A
Diámetro del rotor	1.7 m
Área barrida	2.27 m ²
Sentido de rotación	Antihorario
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad de frenado	> 12 m/s
RPM de trabajo	120-600
Número de palas	2
Altura de la torre	7 m

Cuadro 4.1: Ficha técnica del aerogenerador WindAid 1.7.

Fuente: WindAid Institute

Como se puede observar en la figura 4.2, el aerogenerador WindAid 1.7 cuenta con dos palas integradas al buje en una única pieza de material compuesto, fabricada con fibra de vidrio y de carbono y con un núcleo de espuma de baja densidad. La utilización de palas de material compuesto supone la principal diferencia respecto a la mayoría de aerogeneradores de pequeña potencia similares, donde habitualmente son fabricadas a partir de determinados tipos de madera. Ésto le proporciona unas propiedades estructurales muy superiores, manteniendo al mismo tiempo una gran ligereza estructural. En el caso del modelo WindAid 1.7, las palas están compuestas por un único perfil aerodinámico

a lo largo de toda la envergadura, NACA 4415, y diseñadas para funcionar a un parámetro de operación o factor de velocidad en punta de pala óptimo de 7. Puesto que las palas se encuentran integradas al buje, no es posible la modificación del ángulo de paso de las mismas en su raíz, que viene determinado por la geometría. La influencia del parámetro de operación, λ , y del ángulo de paso en la raíz de la pala, θ_C , se tratarán en detalle en el capítulo 5.

Esta pieza va unida directamente al generador. Se trata de un generador síncrono de imanes permanentes, que cuenta con 8 imanes en el rotor y 8 bobinas de cobre en el estator, dispuestos circularmente en una matriz de resina. Ambos están fabricados mediante moldeo por inyección de resina. Del estator tiene salida un cable trifásico por donde circula la corriente inducida hacia el circuito de carga y los subsistemas de control y eléctrico.

La turbina y el generador se encuentran instalados en un eje horizontal metálico que conforma la estructura del sistema en forma de T, junto con la unión a la torre, también metálica, vertical y perpendicular a dicho eje. En el extremo posterior del eje se encuentra la cola o veleta del aerogenerador, hecha de madera y anclada al eje mediante pernos.

Esta estructura es anclada a una torre que consiste en un poste de madera de eucalipto de unos 7-8 m de altura. Este poste es fijado al terreno mediante la excavación de un hueco para la base de 1 m de profundidad, donde la torre es sujeta mediante la preparación de un conglomerado con cemento y rocas, además de refuerzos metálicos.

Aerogenerador WinAid 4.0

El aerogenerador WindAid 4.0 es un aerogenerador de eje horizontal y tres palas, situadas corriente arriba, de conexión directa con el generador y con un diámetro de palas de 4 m. Esto le permite generar potencias mayores que el modelo anterior, con máximas de hasta 2500 W y una potencia nominal de 2000 W .

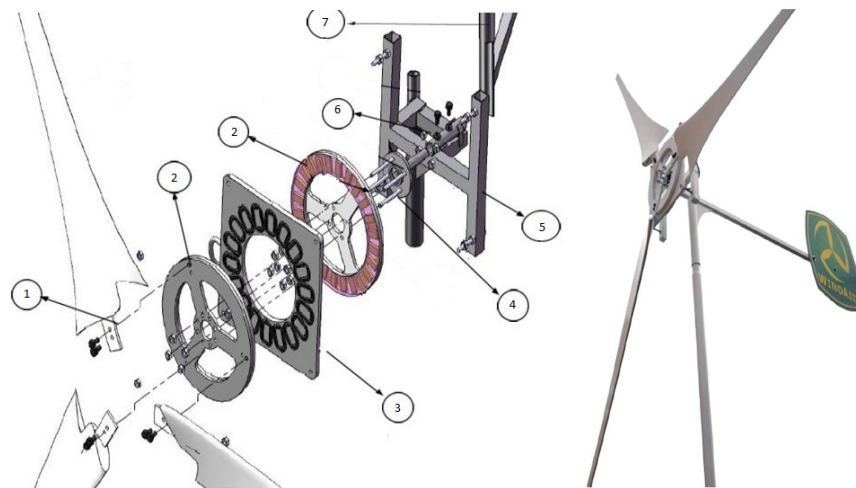


Figura 4.3: Despiece del Aerogenerador WindAid 4.0

1. Palas, Perfil NACA 4412
2. Disco Rotor
3. Plato Estator
4. Anclaje del generador a la estructura
5. Estructura soporte en H del Estator
6. Soporte de la torre
7. Estructura de cola con mecanismo de desalineamiento.

Las principales características técnicas se muestran en la tabla 4.2 mostrada en la siguiente página.

A diferencia del modelo 1.7, y como se puede observar en la figura 4.3, el aerogenerador WindAid 4.0 cuenta con tres palas, fabricadas del mismo material compuesto y mediante el mismo procedimiento que el anterior modelo, en este caso de forma independiente debido a su mayor tamaño. De forma análoga, cuentan con un único perfil aerodinámico a lo largo de toda su envergadura, en

este caso el NACA 4415, y están diseñadas para funcionar a un parámetro de operación o factor de velocidad en punta de pala óptimo de 6. Estas palas se encuentran ancladas al disco rotor, impidiendo así la modificación del ángulo de paso en la raíz de la pala, fijo y nulo en este caso.

Potencia máxima	2500 W
Potencia nominal	2000 W
Tensión nominal	48 V
Intensidad nominal	42 A
Eficiencia	0.85
Producción anual	Aprox. 4000 kWh
Tensión de salida	220 V AC
Diámetro del rotor	4 m
Sentido de rotación	Antihorario
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad nominal de viento	10 m/s
Velocidad de frenado	> 12 m/s
RPM de trabajo	120-600
Material de estructura	A36
Material de la torre	SCH 40
Material de las palas	Compuesto, fibra de vidrio/carbono
Número de palas	3
Altura de la torre	9 m

Cuadro 4.2: Ficha técnica del aerogenerador WindAid 4.0.

Fuente: WindAid Institute

El generador síncrono de imanes permanentes cuenta en este modelo con dos discos rotores, cada uno de los cuales cuenta con 32 imanes, situados uno a cada lado del plato estator en el que se sitúan 16 bobinas de cobre. Estos rotores están unidos a la estructura principal mediante un eje con rodamientos. El estator cuenta con una estructura de soporte en forma de H que se encuentra directamente unida al soporte metálico de la torre.

En el caso del aerogenerador WindAid 4.0, la estructura de la cola cuenta con un mecanismo de desalineamiento de la corriente o «furling», que permite desorientar el aerogenerador del viento en caso de que las velocidades de éste sean demasiado altas con el fin de proteger el sistema. Por ello el eje horizontal sobre el que gira el aerogenerador se encuentra desplazado con respecto a la vertical, de forma que para velocidades de viento excesivas se genere un momento de giro sobre el eje vertical que separe al aerogenerador de la dirección de la corriente.

El mayor tamaño del aerogenerador hace necesario el uso de una torre metálica para la estructura, dividida en varios módulos y de 9 m de altura. Esta

estructura se encuentra anclada a la superficie del terreno mediante una base similar a la descrita para el caso del aerogenerador WindAid 1.7, utilizando para su instalación un sistema de poleas y contando con 8 cables metálicos que dan estabilidad a toda la estructura, como se puede apreciar en la figura 4.1.

4.1.2. Subsistema de control

A continuación se presentan los principales componentes y características del sistema de alimentación y control correspondiente al aerogenerador WindAid 1.7, que será el estudiado y utilizado en etapas futuras de este documento.

Este sistema de control recibe la entrada del cable trifásico proveniente del aerogenerador, y su función es controlar el proceso de carga de la batería donde se almacena la energía generada, protegiendo al sistema ante posibles daños como pueden ser sobrecargas o intensidades de corriente demasiado elevadas debido a velocidades de viento excesivas. Del mismo modo, alimenta al circuito eléctrico de carga a través de la batería, y en las instalaciones que cuentan con un monitor remoto instalado, permite la recogida de datos de generación y consumo del sistema. El aspecto típico de este sistema en una de las instalaciones realizadas por WindAid Institute es el mostrado en la figura 4.4.

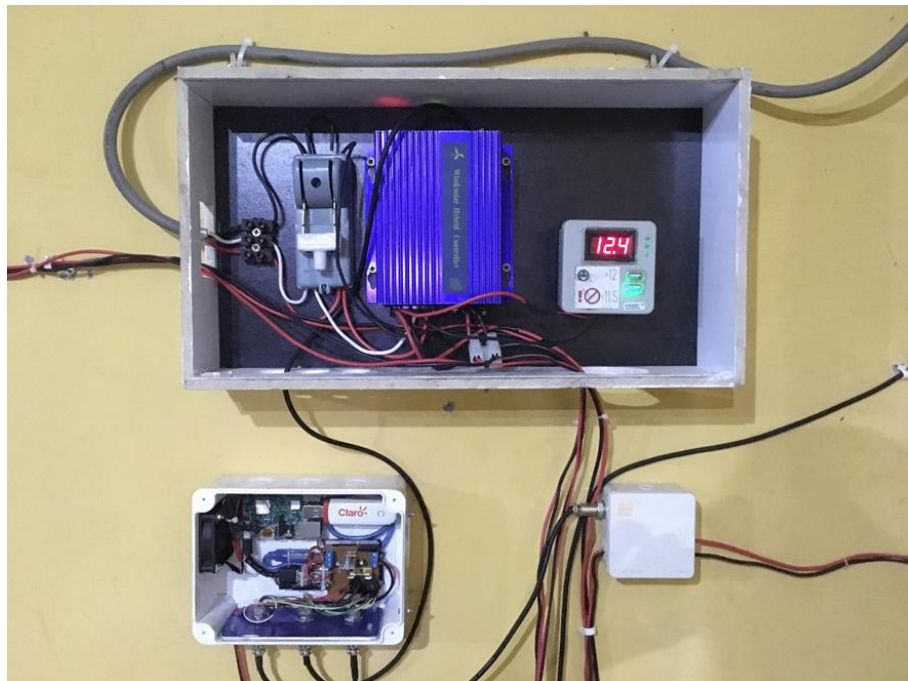


Figura 4.4: Unidad de control de alimentación, freno de emergencia y monitor remoto correspondientes a una instalación WindAid 1.7.

En la imagen anterior podemos observar cómo el cable trifásico proveniente del aerogenerador entra en el denominado «cuadro de control». En primer lugar, desde se sitúa un freno manual de emergencia, que permite detener el giro del aerogenerador en situaciones peligrosas para el sistema, como pueden ser velocidades de viento excesivas.

Para ello, este freno cortocircuita dos de las fases de la señal trifásica que se obtiene del aerogenerador, lo que provoca un momento magnético de frenado en el generador que detiene el giro del sistema.

No obstante, debido a las altas intensidades de corriente que se pueden obtener momentáneamente a realizar este cortocircuito, y que pueden dañar el cableado y el sistema, únicamente ha de usarse este método de frenado cuando sea imprescindible.

Después del freno manual se encuentra la unidad de control de alimentación, cuya misión es controlar el proceso de carga de la batería a partir de la señal trifásica proveniente del aerogenerador cuando la tensión generada en éste es suficientemente elevada como para cargar la batería, así como permitir el uso de ésta por el circuito de carga.

Para ello, la unidad de control de alimentación rectifica la señal alterna trifásica entrante para convertirla en una señal monofásica continua, de forma que pueda cargar la batería.

Además, es capaz de medir el nivel de carga de la batería, de forma que cuando ésta se encuentra suficientemente cargada, procede al freno del aerogenerador realizando un cortocircuito en la señal trifásica entrante, del mismo modo que el anterior freno, evitando así posibles sobrecargas que puedan ocasionar daños a la batería. Este frenado tiene una duración de 2 minutos, tras los cuales finaliza el cortocircuito y el sistema puede volver a operar normalmente y cargar la batería en caso de que sea necesario.

Sin embargo y a pesar de este sistema de protección contra sobretensiones, la unidad de control de alimentación actualmente utilizada no cuenta con un sistema de protección ante descargas excesivas de la batería, que pueden causar daños irreversibles en su capacidad de almacenaje. Por ello se instala habitualmente junto a la unidad de control de alimentación, un indicador donde se puede ver fácilmente la tensión en bornes de la batería, de forma que cuando ésta baje por debajo de un determinado nivel de seguridad, el usuario pueda saberlo para así desconectar las cargas del sistema hasta que el aerogenerador sea capaz de volver a cargar la batería hasta niveles normales. Para las baterías utilizadas habitualmente, de 12 V, donde el nivel máximo de carga se sitúa sobre los 13 V, se considera la tensión mínima aceptable de 11.5 V.

Fuera del cuadro de control, podemos encontrar la instalación del monitor remoto, que si bien acaba de ser desarrollado por WindAid Institute y el de la figura 4.4 se corresponde a la primera unidad instalada en uno de los aerogeneradores que WindAid Institute tiene en todo Perú, comenzará a instalarse en todos los demás aerogeneradores de WindAid para permitir la recogida de datos del sistema y una mayor eficiencia a la hora de identificar, localizar y solucionar cualquier problema que aparezca en sus instalaciones.

Este monitor remoto consta, por una parte, de los sensores o instrumentos de medida necesarios para la toma de datos del sistema. Éstos son un sensor de generación, que permite registrar la intensidad y la tensión generadas por el aerogenerador, y por tanto la potencia eléctrica generada, y que se encuentra integrado dentro de la unidad de control de alimentación; y un sensor de consumo, que permite registrar el consumo de energía del circuito de carga a partir de la batería, y que se corresponde con la caja gris situada en la esquina inferior derecha de la figura 4.4.



Figura 4.5: Anemómetro instalado junto a un aerogenerador WindAid 1.7

En adición, para registrar la velocidad de viento del emplazamiento al mismo tiempo que la potencia eléctrica, es necesaria la instalación de un anemómetro junto al aerogenerador. Este anemómetro, que en la instalación referida se trata de un anemómetro de copa previamente calibrado, está instalado sobre una torre de madera de una altura similar a la del aerogenerador WindAid 1.7, y a

una distancia mínima para que las mediciones no se vean afectados por la turbulencia de la estela del aerogenerador, y en un emplazamiento y a una altura donde no se encuentren obstáculos a su alrededor que alteren la corriente. Dicha instalación se puede observar en la figura 4.5.

La señal recogida en estos sensores de generación y consumo, así como la velocidad de viento obtenida del anemómetro, son procesadas por el monitor remoto, mediante un microprocesador Arduino, que posteriormente envía los valores obtenidos de cada parámetro a un ordenador de placa reducida Raspberry Pi, donde son almacenados y a su vez enviados a Internet mediante un modem portátil. Este monitor remoto se puede observar en detalle en la figura 4.6 mostrada a continuación.



Figura 4.6: Monitor remoto para la recogida de datos del sistema.

Debido a que habitualmente las instalaciones se encuentran en localizaciones de difícil acceso, estos datos del sistema son enviados y analizados en vivo mediante la plataforma *ThingSpeak*, de *Internet of Things (IoT)*, como se ve en la figura 4.7.

Esto permite, además de la recogida de datos del sistema para su estudio, la rápida identificación de problemas o fallos en cualquier instalación mediante la programación de alertas o «triggers» en caso de que se registren anomalías en alguno de los parámetros analizados.

Por ejemplo, si la velocidad de viento registrada es suficientemente alta, pero el sistema no está generando potencia, se procede a contactar con el usuario del aerogenerador para intentar identificar el motivo, así como su posible solución, y en caso de ser necesario, desplazarse hasta la localización para resolverlo.

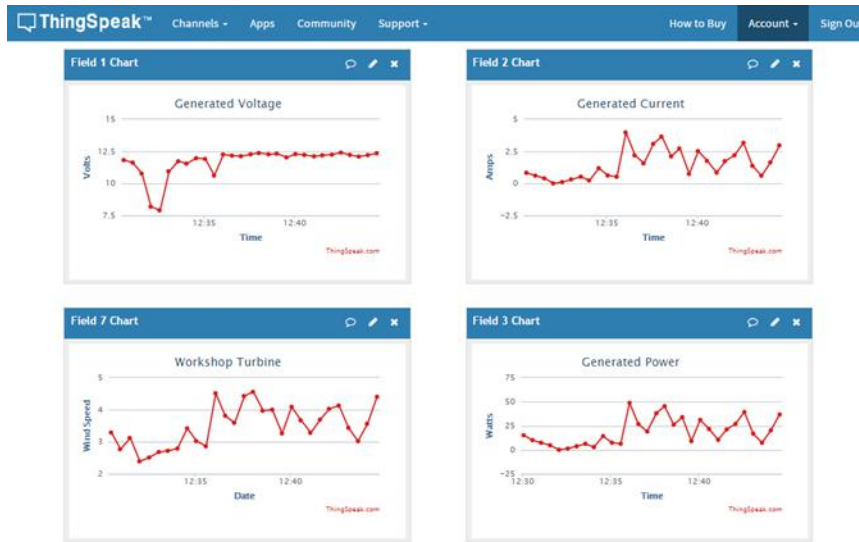


Figura 4.7: Monitoreo de los parámetros del sistema mediante el uso de la plataforma *ThingSpeak*, *Internet of Things (IoT)*.

4.1.3. Subsistema eléctrico: Instalación típica

A partir del cuadro de control se alimenta el circuito de carga del sistema. Éste puede estar constituido por un circuito de corriente continua (DC) únicamente o bien incluir un circuito de corriente alterna (AC) mediante la adición de un inversor que permita modificar la corriente eléctrica proveniente de la batería.

Este circuito de carga está alimentado por una batería de 12V y habitualmente 114 Ah de capacidad, a través de la unidad de control de alimentación, que también es encargada de rectificar la corriente trifásica proveniente del aerogenerador y cargar dicha batería. En la figura 4.8 mostrada a continuación se puede ver un esquema representativo de una instalación con circuito de carga de DC y AC.

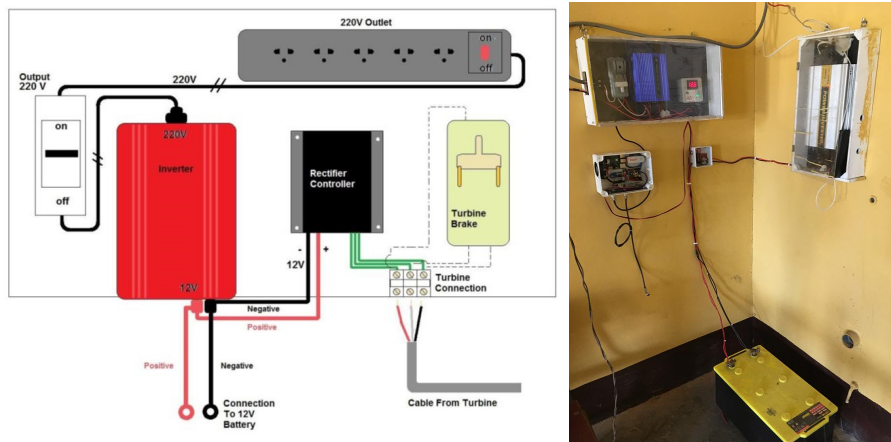


Figura 4.8: Esquema del circuito de carga para el aerogenerador WindAid 1.7

Las cargas existentes en el circuito y alimentadas por la batería, en caso de existir únicamente circuito de corriente continua, se limitan a tres o cuatro luces LED como las mostradas en la primera imagen de la figura 4.9, instaladas estratégicamente para proveer de iluminación a la vivienda o edificio en cuestión. Esto permite tener una fuente de iluminación de bajo consumo, fácilmente reemplazable y de larga duración. Junto con la iluminación, dos cargadores USB son habitualmente instalados junto al cuadro de control para permitir que los usuarios cargen sus aparatos electrónicos.

En el caso de que el sistema cuente con un inversor y circuito de carga de corriente alterna AC, se instalan las luces de bajo consumo necesarias en cada situación, junto con interruptores y habitualmente enchufes que permiten la conexión de otros aparatos, portátiles, etc. como se ve en la segunda imagen de la figura 4.9.

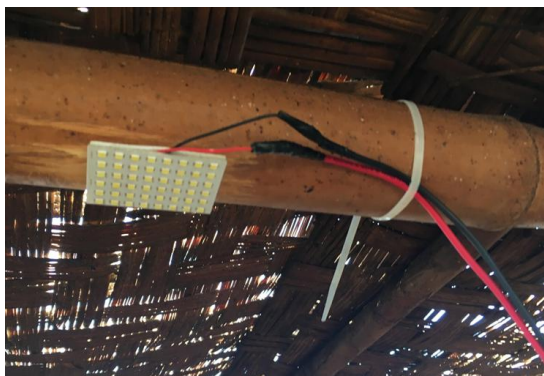


Figura 4.9: Iluminación con corriente continua DC o alterna AC instalada.

4.2. Fabricación

En la siguiente sección se describirán las principales características y procedimientos en el proceso de fabricación de un aerogenerador WindAid 1.7 en las instalaciones de WindAid Institute en Trujillo, Perú.

4.2.1. Instalaciones y material



Figura 4.10: Instalaciones del taller de WindAid Institute en Trujillo, Perú.

Para la fabricación de estos aerogeneradores, WindAid Institute cuenta con un taller donde se realizan todas las etapas del proceso de manufacturación, mostrado en la imagen superior.

Consta de un área de carpintería, otra de soldado y chapistería, así como una habitación destinada al desarrollo y test de sistemas electrónicos y un espacio para la fabricación, preparación y pintado de las palas de los aerogeneradores.

4.2.2. Manufacturación: Diseño Hugh Piggott

El proceso de fabricación del aerogenerador WindAid 1.7 se corresponde prácticamente en su totalidad al del modelo de aerogenerador diseñado por el ingeniero escocés Hugh Piggott, y actualmente utilizado para la fabricación de la mayoría de los sistemas de este tipo en todo el mundo.

Su principal singularidad respecto a este diseño es la fabricación de las palas del aerogenerador mediante material compuesto en lugar de madera.

A continuación se describen de forma sencilla y sin entrar en detalles los principales procesos de dicha fabricación. Este apartado no pretende ser en ningún caso una guía a seguir para la fabricación del aerogenerador, sino simplemente

ilustrar al lector sobre las principales características de un proceso de manufacturación de un aerogenerador. Para conocer más en detalle las mismas, puede referirse a la guía de fabricación de WindAid Institute existente o bien al texto original de Hugh Piggott.

El aerogenerador WindAid 1.7 está compuesto por dos palas integradas en una única pieza unida al rotor del generador. Su interior está constituido por un núcleo de espuma de baja densidad, rodeado por fibra de carbono y fibra de vidrio embebidas en una matriz de resina.

Para fabricar el núcleo de espuma, es necesario marcar y cortar la geometría correspondiente de fibra de vidrio, usando una plantilla de madera como la que se muestra en la figura 4.11.

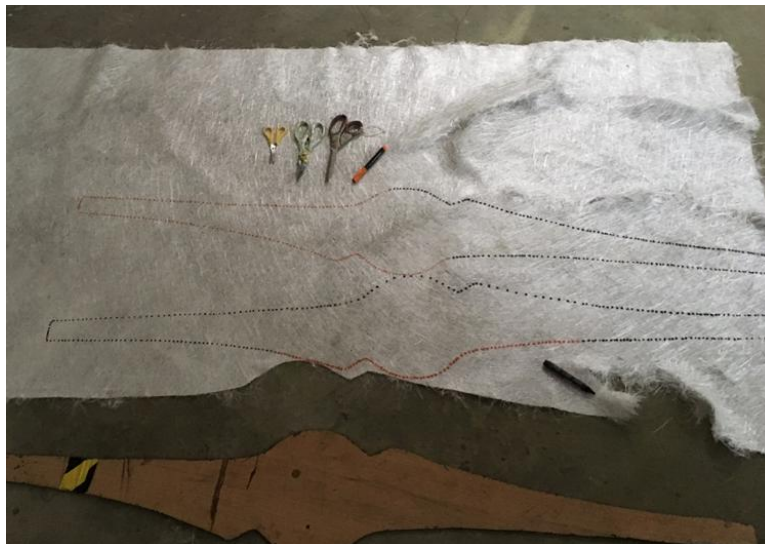


Figura 4.11: Recorte de la fibra de vidrio para el núcleo de las palas.

Posteriormente, se realiza la preparación necesaria del molde en el que se va a realizar el núcleo, al tiempo que se preparan los elementos químicos necesarios para formar la espuma.

Sobre dicho molde se colocan las plantillas de fibra de vidrio, y se procede a cerrar el molde mediante pernos, arandelas y tuercas, así como mordazas o pinzas de presión para evitar posibles fugas durante el proceso de inyección, como se puede ver en la figura 4.12.

Una vez preparado y cerrado el molde, se realiza la inyección de la espuma a través de un conducto de plástico instalado en uno de los laterales del molde.

Para ello, se cuenta con los componentes químicos de la espuma en una botella, sin haberse mezclado, y justo antes de la inyección se agita la botella durante unos segundos para que ambos líquidos se mezclen, de inmediatamente después se conecta la botella al conducto de plástico del molde y se exprime para conseguir que toda la espuma pase al molde. La reacción de creación de la espuma es expansiva y muy exotérmica por lo que hay que tener cuidado a la hora de realizar la inyección.



Figura 4.12: Moldeo y obtención del núcleo de fibra de vidrio y FOAM.

Una vez inyectada toda la espuma, se tapa el conducto de acceso del molde con masilla manteniéndolo presionado y se espera a que la reacción expansiva de formación de la espuma finalice.

Unas horas después se puede proceder a la apertura del molde, extrayendo el núcleo obtenido. Tras retirar el exceso de espuma de la pieza y lijarla se obtiene el núcleo como se puede observar en la figura 4.12. Del mismo modo se realiza

la limpieza del molde utilizado para fabricarlo.

Para fabricar la matriz de material compuesto que dará la geometría definitiva a la pieza, se enrolla el núcleo de espuma con fibra de carbono, cosiéndolo para ajustarlo en la mayor medida posible a la geometría.

Al mismo tiempo se realiza la preparación del molde donde se realizará la inyección de resina, mediante la aplicación de varias capas de cera tras limpiarlo.

A continuación se coloca el núcleo envuelto en fibra de carbono en el molde sobre una nueva plantilla de fibra de vidrio, y se instalan cuatro conductos utilizando tubos de plástico, dos para permitir la inyección de la resina en cada lateral del cuerpo central y otro en cada punta de pala por donde se aplicará la succión mediante una bomba de vacío.

Acto seguido, se procede al cerrado del molde, sellado con masilla y silicona, utilizando de nuevo pernos, arandelas y tuercas, cuyas uniones son selladas con silicona también, y se colocan las mordazas para asegurar bien ambas partes del molde, como se ve en la figura 4.13.

Esto se debe a que para la correcta inyección de la resina el molde ha de estar perfectamente sellado, ya que es necesario crear el vacío en su interior para que la resina ocupe completamente el molde.



Figura 4.13: Recubrimiento de fibra de carbono y preparación del molde para RIM.

Una vez cerrado y sellado el molde, se realiza una prueba de vacío del mismo mediante la bomba de vacío que conecta ambos extremos, detectando posibles fugas y sellándolas con silicona. Mediante tubos de plástico se realizan las co-

nexiones necesarias, mostradas en la figura 4.14, disponiendo de un recipiente donde se verterá la resina una vez preparada, que conecta directamente con el molde, y los conductos de los extremos que llevan a la bomba de vacío, instalando una botella de cristal intermedia donde se deposite la resina que salga del molde por estos conductos evitando así que llegue a la bomba de vacío y la dañe.

En otro recipiente se realiza la mezcla de los componentes químicos de la resina, correctamente cuantificados y pesados. Esta mezcla se mantiene en estado líquido hasta la adición de un catalizador que active la reacción química y permita que se solidifique.

Cuando el molde y todo el sistema estén correctamente preparados, se procede a la adición del catalizador a la resina, su mezcla e inmediato vertido en el recipiente que conecta con el molde, al tiempo que se activa la succión mediante la bomba de vacío.

Una vez vertida toda la resina, se espera a que la reacción química finalice y se solidifique completamente, momento en el cual se puede desconectar la bomba de vacío.

El molde se dejará reposar veinticuatro horas antes de abrirlo, obteniendo la pieza completa con el aspecto que presenta en la figura 4.14.

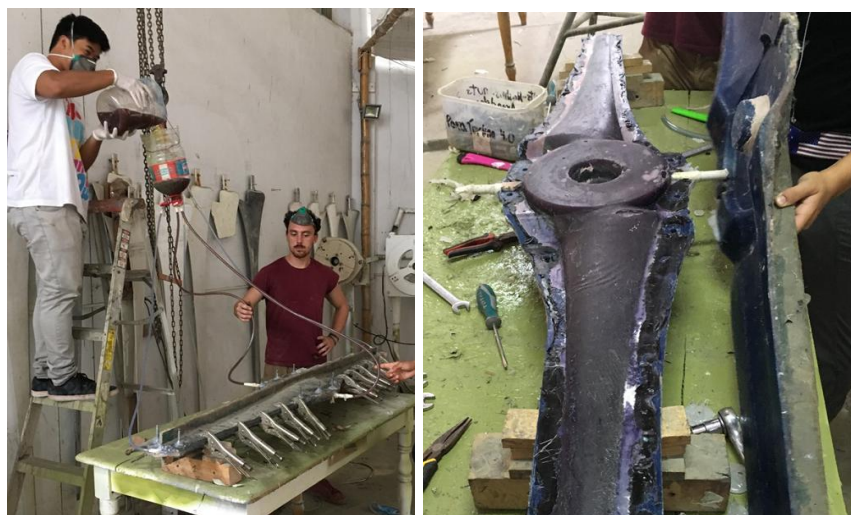


Figura 4.14: Proceso RIM y obtención de la pieza definitiva.

Como resultado del proceso de inyección de resina, se habrán creado burbujas de aire en el interior del molde que darán lugar a defectos en la geometría pieza obtenida.

Es necesario por tanto reparar dichos defectos, mediante el taladrado de la matriz en las zonas donde se localicen esas burbujas de aire, y la preparación e inyección de resina a través de los orificios creados.

En caso de tratarse de defectos de mayor tamaño o huecos en la superficie de la pieza, se aplica igualmente resina en la zona hasta cubrir por completo esos espacios.

Una vez reparados los huecos y las burbujas de aire, se remueve el exceso de resina en los bordes de ataque y de salida de las palas, así como del cuerpo central de la pieza, y se procede a un lijado de toda la superficie con lijas de diferentes calibres, como se observa en la figura 4.15.



Figura 4.15: Reparación de defectos y lijado de las superficies.

Una vez obtenida la geometría definitiva de la pieza, se aplica una capa de masilla para tapar las porosidades formadas en la superficie, tras la cual se repite el proceso de lijado hasta tener una superficie completamente lisa.

Finalizado el proceso de lijado se acopla la pieza al rotor y se procede al balanceo del sistema. Éste debe hacerse con el rotor que se utilizará en la instalación. Para realizar el balanceo se hace rotar el sistema, comensando los desajustes que puedan existir en la turbina al girar mediante la adición de pesos, en este caso pequeñas piezas de plomo, en el interior del cuerpo central de la pieza.

Una vez balanceada la pieza se puede desacoplar del rotor, tras lo cual se aplica una capa de pintura blanca quedando así finalizada, como se observa en la segunda imagen de la figura 4.16.



Figura 4.16: Geometría definitiva resultante, preparación y pintado.

El proceso de fabricación de las palas del aerogenerador mostrado previamente se realiza de forma simultánea a la fabricación del generador, compuesto por el rotor y el estator, así como la estructura de la torre.

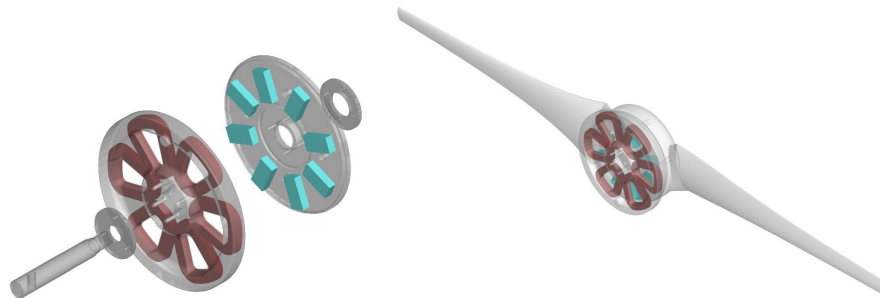


Figura 4.17: Modelo de los discos estator (con bobinas) y rotor (con imanes) del aerogenerador WindAid 1.7

A continuación se describe brevemente el proceso de fabricación del rotor. El rotor genera el campo magnético de la turbina y consiste en un disco de acero con ocho imanes dispuestos circularmente en una matriz de resina que conforma un disco. Las palas están ancladas a la cara de acero y el rotor ensamblado se acopla al eje a través de un rodamiento.

En primer lugar se prepara el disco de acero zincado para el rotor. Una vez limpio, se colocan los imanes sobre su superficie haciendo uso de una plantilla metálica asegurada con pernos. Los imanes se sitúan sobre la guía con los polos interiores de manera alterna (norte-sur), y utilizando superadhesivo para fijarlos

en su posición, de la forma que se observa en la primera imagen de la figura 4.18.

Una vez fijados los imanes, se procede a la fabricación de la matriz de resina y fibra de vidrio que los rodearán. Para ello se aplicarán sucesivas capas de fibra de vidrio humectada con resina en el molde dispuesto, colocando tras verter toda la resina el disco de imanes, asegurando su alineamiento mediante el uso de pernos. Cuando el molde esté lleno de resina, se procede a cerrarlo y asegurarlo, y se deja secar la matriz durante veinticuatro horas.

Al abrir el molde y extraer la pieza, como se puede ver en la figura 4.18, es necesario eliminar el exceso de resina hasta obtener una superficie lisa y homogénea. Posteriormente, se aplica una capa de pintura que permite identificar la porosidad de la superficie y se aplica la misma masilla que en las palas para eliminarla, tras lo cual se lija nuevamente toda la superficie y se pinta de blanco.



Figura 4.18: Colocación de los imanes y fabricación del rotor.

Para la fabricación del estator, es necesario primero fabricar las bobinas o devanados de cobre a través de los cuales será inducida la corriente gracias al campo magnético producido por el giro de los imanes del rotor. El estator del aerogenerador WindAid 1.7 cuenta con seis bobinas que forman tres fases en configuración delta o estrella.

El sistema de devanado utilizado para enrollar el cobre y fabricar las bobinas consta de un molde con la forma adecuada y un sistema de tensión del alambre. El giro para realizar el bobinado se obtiene mediante una manivela, siendo muy importante mantener una tensión constante en el hilo de cobre durante todo el proceso. Este sistema aparece representado en la figura 4.19.

Tras completar 70 vuelta con la manivela, se fija la bobina obtenida mediante cinta reforzada y se extrae desmontando el molde de la manivela, dejando hilo de cobre suficiente en ambos extremos de la bobina para realizar las conexiones. Cada bobina debe ser pesada y este valor tiene que estar entre 400 y 450 gramos.

En caso contrario, es necesario deshacer la bobina y repetir el procedimiento con el mismo hilo de cobre hasta obtener una bobina dentro del rango de pesos.

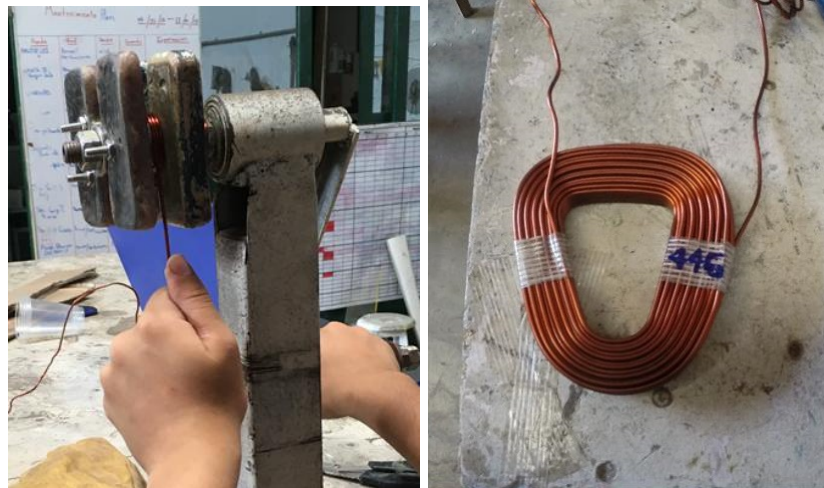


Figura 4.19: Fabricación de las bobinas de cobre del estator.

Una vez obtenidas las seis bobinas, se procede a su colocación en el molde del estator. Tras comprobar que encajan en el molde, y una vez preparado éste, se aplica una pequeña capa de resina sobre la superficie inferior del molde, colocando sobre ella una capa de fibra de vidrio humectándola y eliminando posibles burbujas de aire.

A continuación se colocan las bobinas en el molde, alinéandolas con las marcas dispuestas para tal fin. Tras colocarlas, se vierte el resto de la resina preparada alrededor de las bobinas y en su interior. Posteriormente se cierra el molde y se asegura con pernos, tuercas y arandelas, de tal forma que cuando la resina ha secado, transcurridas 3 o 4 horas, se puede abrir el molde y obtener las bobinas integradas dentro de la base de resina.

El siguiente paso es realizar la conexión entre las bobinas. El estator está conectado en una configuración en estrella. Cada una de las tres fases se corresponde de dos bobinas conectadas en serie y ubicadas en posiciones opuestas dentro del molde. De este modo, se obtienen tres fases conectadas entre sí en el origen y los otros tres «extremos» o fases resultantes darán lugar al cable trifásico. En la siguiente figura 4.20 se pueden apreciar dichas conexiones.

Para asegurarse de que las conexiones están correctamente realizadas se asegura la unión mediante soldadura y se protege con cinta vulcanizada, aislante termoencogible y cinta eléctrica. Una vez realizadas todas las conexiones se comprobarán con la ayuda de un multímetro.



Figura 4.20: Conexiones y fabricación mediante RIM del estator.

Realizadas las conexiones, se coloca otra capa de fibra de vidrio encima de las bobinas y conexiones antes de cerrar el molde completo, usando pernos, arandelas y tuercas para asegurarlo. El cable trifásico sale fuera del molde a través de un orificio diseñado para ello en una de las caras del molde.

Con el molde cerrado y listo, se procede a verter la resina dentro del molde, haciendo uso para ello de un recipiente elevado unido a un tubo de plástico que conecta con el interior del molde.

Tras 24 horas, se abre el molde y se extrae la pieza completa, tal y como se muestra en la segunda imagen de la figura 4.20. Se sigue el mismo procedimiento que con el rotor, lijado de la superficie, aplicación de una capa de pintura para detectar la porosidad y rellenar los huecos resultantes con masilla. Tras suavizar la superficie final con una lija, se pinta con pintura blanca, obteniendo el resultado que se observa en la figura 4.21.

La estructura de la torre consta, por un lado, de la pieza en T mostrada en la figura 4.21 de la página siguiente donde se instala en uno de los extremos del eje horizontal el generador junto con las palas, haciendo uso de los rodamientos adecuados, y donde se instala en el otro extremo del eje, que actúa como cola, la veleta, hecha de madera.



Figura 4.21: Fabricación de la estructura de la torre, preparado y pintado de los elementos.

Esta pieza se instala posteriormente sobre otro tubo metálico, que dispone de los orificios necesarios para ser anclado a la torre de madera. Para permitir el libre giro de la parte superior del aerogenerador conforme a la dirección del viento, en la unión de estas dos piezas se coloca un rodamiento de bolas además del engrasado de las superficies.

El ensamblamiento de estas piezas con el aerogenerador completo se puede observar en la figura 4.22 correspondiente al proceso de instalación.

4.3. Instalación

En la anterior sección se han descrito las principales características del proceso de fabricación del aerogenerador WindAid 1.7, sin entrar en detalles concretos de cada proceso. Del mismo modo, en la siguiente sección se pretende ilustrar brevemente el proceso de instalación de dicho sistema en las comunidades beneficiadas, una vez fabricado.

4.3.1. Preparativos

Antes de la instalación, y una vez finalizada la fabricación del aerogenerador, así como la adquisición de los componentes del sistema de control y del circuito de carga, se realiza una prueba conectando el aerogenerador fabricado al circuito disponible en el taller y comprobando que funciona correctamente.

Tras ello, se prepara el material necesario para la instalación, así como el

equipaje necesario para alojarse durante los días que dure esta en la comunidad correspondiente.

Se llevan habitualmente, además del sistema a instalar, repuestos para la mayoría de las piezas, ya que en muchas ocasiones las instalaciones se encuentran muy alejadas del taller central de Trujillo.

4.3.2. Instalación de la turbina

El caso concreto al que se corresponden las fotografías que se muestran en esta sección, es la instalación de un aerogenerador WindAid 1.7 en la comunidad pesquera de Playa Blanca, situada en la región de Piura, al norte de Perú en el mes de febrero del presente año.

Una vez en la comunidad correspondiente, el proceso de instalación consta de dos partes diferenciadas y en las que se trabaja simultáneamente. Por un lado, la instalación del aerogenerador como tal en las cercanías de la vivienda o el edificio que se pretende electrificar, y por otra parte la realización de la instalación eléctrica de esa vivienda y la instalación de los sistemas de control.



Figura 4.22: Montaje del aerogenerador y excavación previos a la instalación.

Para la instalación del aerogenerador, primero ha de decidirse la localización exacta. Tiene que estar en un área libre de obstáculos como edificios o árboles que puedan perturbar la corriente incidente, pero no puede situarse muy alejada del punto donde se situará el sistema de control, ya que las pérdidas en el transporte de la energía desde el generador serían demasiado elevadas.

En la figura 4.22 mostrada anteriormente se pueden ver las primeras etapas de la instalación del aerogenerador en los exteriores del edificio. En primer lugar, es necesario excavar un orificio lo suficientemente ancho, y de una profundidad de

aproximadamente un metro, donde irá posicionada y fijada la base de la torre de madera del aerogenerador.

Simultáneamente, se procede al montaje del aerogenerador propiamente dicho, acoplando las palas y el aerogenerador al eje horizontal y la estructura de cola del sistema.

Es fundamental que el acoplamiento y ajuste entre el generador y las palas sea el adecuado, para evitar problemas de estabilidad y vibraciones durante el funcionamiento, así como para obtener la máxima eficiencia posible del generador, reduciendo el entrehierro entre rotor y estator al mínimo posible para que no colisionen.

Una vez finalizado el agujero de la base, se acopla la estructura metálica del aerogenerador a la torre de madera, utilizando pernos de gran calibre, y se da un recubrimiento de brea a la parte inferior de dicha torre, para evitar su deterioro por la humedad del suelo.

A continuación se puede proceder al izado de la torre y su colocación en el agujero preparado para la base. Para ello, se requiere la colaboración de varias personas, pero habitualmente no es necesario el uso de poleas ni de medios de tracción para realizar el izado, debido al reducido peso de todo el sistema.



Figura 4.23: Izado del aerogenerador y aseguramiento de la base.

Una vez colocada la torre en el centro del agujero de la base, se procede a rellenar dicha base con un conglomerado a base de cemento y rocas, como se

puede observar en la figura 4.23. Previamente se ha colocado una estructura de varillas de hierro que sirven de refuerzo a este conglomerado. Es importante mantener la verticalidad del aerogenerador durante el proceso de relleno de la base, puesto que esa será su posición definitiva.

Una vez instalado el aerogenerador, se deja secar la base con el sistema frenado durante un día entero, para evitar que las fuerzas que actúan sobre el mismo durante su funcionamiento puedan dañar o debilitar el conglomerado aún fresco.

De forma paralela a la instalación del aerogenerador, en el interior del edificio o la vivienda beneficiada se realiza la instalación del sistema de control y la instalación eléctrica. Para la instalación del cuadro de control y la batería es necesario disponer de un lugar protegido del agua y de la humedad, al cual se hace llegar el cable trifásico proveniente del aerogenerador.

La instalación eléctrica habitual está compuesta por un conjunto de luces LED instaladas en las distintas dependencias y acompañadas de los correspondientes interruptores para su uso, como se aprecia en la figura 4.24.



Figura 4.24: Instalación del subsistema eléctrico y de control.

Una vez finalizada la instalación eléctrica interior, se comprueba mediante el uso de la batería, inicialmente cargada. Cuando la base del aerogenerador está finalizada y consolidada, se libera el freno de la turbina, y se comprueba el funcionamiento del sistema al completo.

Además del correcto funcionamiento del sistema eléctrico y de control, es importante constatar que no existen inestabilidades en el aerogenerador durante su giro o problemas vibratorios relevantes, en cuyo caso es necesario reajustar el acople de cada componente para eliminar o mitigar estos problemas.

4.3.3. Mantenimiento y sostenibilidad del sistema

Una vez finalizada la instalación, y con el objetivo de que se de un uso del sistema de forma prolongada y sostenible, la labor de WindAid Institute continúa en estrecha relación con la comunidad y las personas beneficiarias de la instalación.

Una vez finalizada la instalación, y todavía en la comunidad, se realizan una serie de charlas donde se expone al conjunto de la comunidad el funcionamiento del aerogenerador, las posibilidades que permite, así como las labores requeridas para la correcta utilización y mantenimiento del sistema.

A parte de los conocimientos básicos transmitidos a toda la comunidad, se realiza la formación de una persona voluntaria de la comunidad en aspectos técnicos más concretos del sistema, así como de los procedimientos a seguir en caso de que surja algún problema en el mismo. Este «técnico» formado sirve así como una primera vía para acometer la resolución de problemas que aparezcan en el sistema.

Para incidencias más importantes, WindAid Institute mantiene un contacto semanal con una Junta representante de la comunidad donde está instalada el aerogenerador o bien con los propietarios de la vivienda, para comprobar que el sistema funciona correctamente y acudiendo a la instalación con la mayor brevedad posible en caso de ser necesario una vez localizada una incidencia.

Este modo de monitoreo del funcionamiento y de las incidencias existentes en los sistemas instalados por WindAid Institute está siendo mejorado mediante la instalación de monitores remotos, como los descritos en la sección anterior, que permiten un registro y análisis en vivo de los parámetros de operación de la turbina a través de internet mediante un sistema de alarmas o «triggers». Esto permite un seguimiento mucho más eficiente de los sistemas y permite reducir los tiempos necesarios para reaccionar ante una incidencia y resolverla.

Para garantizar la sostenibilidad del sistema, y al mismo tiempo involucrar a la comunidad beneficiada, WindAid Insitute promueve la creación de un fondo de ahorro local, aportado y gestionado íntegramente por la comunidad beneficiaria, al que se recurre en caso de ser necesaria la compra y sustitución de alguno de los elementos del sistema que se haya deteriorado.

Aunque la instalación del sistema completo no tiene ningún coste para la comunidad, la creación de estos fondos mediante cuotas mensuales muy reducidas y asequibles a todos los miembros de esa comunidad, permite asegurar la continuidad operativa del sistema con el tiempo, y al mismo tiempo fomenta el

interés e implicación de la comunidad, así como su capacidad para gestionar de forma autónoma este tipo de proyectos.



Figura 4.25: Equipo de WindAid Institute junto a la familia beneficiaria de la instalación.

5. Estudio aerodinámico del rotor

El objetivo del aerogenerador es transformar la energía cinética de la corriente incidente en energía eléctrica, para lo cual decelera el fluido en el área del rotor extrayendo esa energía de la corriente. La extracción de energía y eficiencia de este proceso dependerán de una serie de parámetros como por ejemplo las leyes de cuerdas y de torsión, el tipo de perfiles seleccionados o el diámetro del rotor. En el siguiente capítulo se hace una descripción de los modelos teóricos utilizados para el análisis y la optimización del rotor, a fin de obtener la máxima energía extraída de la corriente, es decir, obtener el máximo coeficiente de potencia posible en función de las condiciones de operación de nuestro aerogenerador.

5.1. Modelos teóricos para el estudio aerodinámico

El problema que se quiere resolver es el del paso de una corriente libre de velocidad U_∞ conocida, a través de un rotor situado a una altura determinada. Para ello el modelo planteado combinará la Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM) y la Teoría del Elemento de Pala (TEP) con la Teoría del Momento Cinético (TCM), al que se le añadirá una serie de correcciones por pérdidas de circulación en la raíz y en la punta de la pala.

5.1.1. Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM)

Hipótesis

La Teoría de Cantidad de Movimiento nos viene a indicar que la corriente es decelerada a su paso por el rotor siendo esta cantidad de movimiento perdida por la corriente la ganada por el rotor.

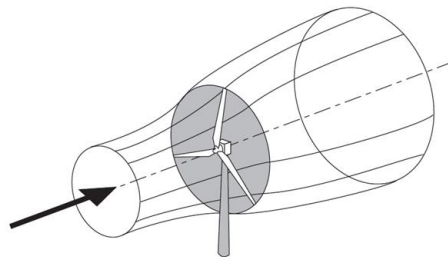


Figura 5.1: Tubo de corriente del que extrae la energía el rotor

Las hipótesis que se tienen en consideración en la Teoría de Cantidad de Movimiento son las siguientes:

- El rotor se modeliza como un disco actuador o disco poroso, plano, que permite extraer parte de la energía cinética de la corriente que lo atraviesa.
- La corriente de aire afectada por la presencia del rotor se modeliza como un tubo de corriente de sección circular que se extiende desde aguas arriba hasta aguas abajo.
- Existe una simetría azimutal a lo largo del tubo de corriente, es decir, el perfil de velocidades y presiones es uniforme en las secciones paralelas al plano del rotor.
- Para realizar el análisis, se considera un volumen de control diferencial asociado al flujo que en el plano del rotor se encuentra situado a una distancia r del buje y con un espesor dr .

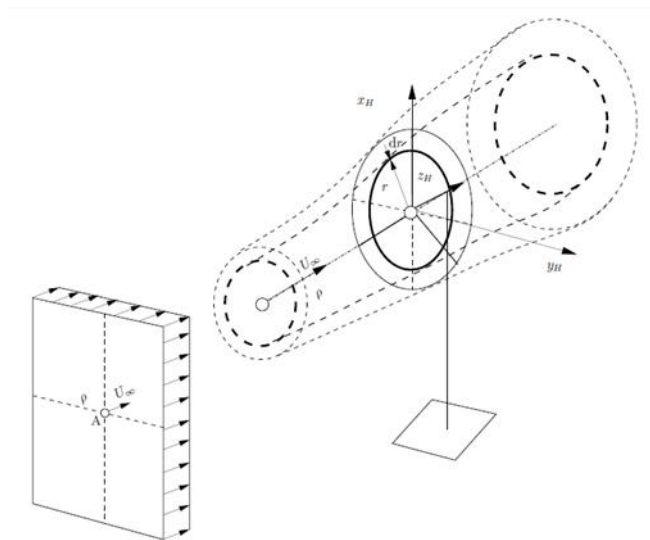


Figura 5.2: Simetría azimutal de la corriente y volumen de control diferencial de flujo

Respecto a la corriente o flujo incidente, las hipótesis son las siguientes:

- Flujo ideal sin viscosidad, el Número de Reynolds es suficientemente grande para despreciar los términos viscosos.
- Flujo quasi-estacionario, a lo largo de todo el tubo de corriente.
- Flujo incompresible, el Número de Mach es pequeño.
- No se consideran efectos de rotación de la estela.

Para resolver el problema, aplicaremos las ecuaciones de la Mecánica de Fluidos en forma integral al volumen de control mencionado anteriormente, definido por una sección aguas arriba del rotor donde la velocidad de la corriente es uniforme e igual a U_∞ , una sección aguas abajo en la cual se recupera la presión de la corriente aguas arriba sin perturbar, p_∞ , y el tubo de corriente que se extiende entre ambas superficies.

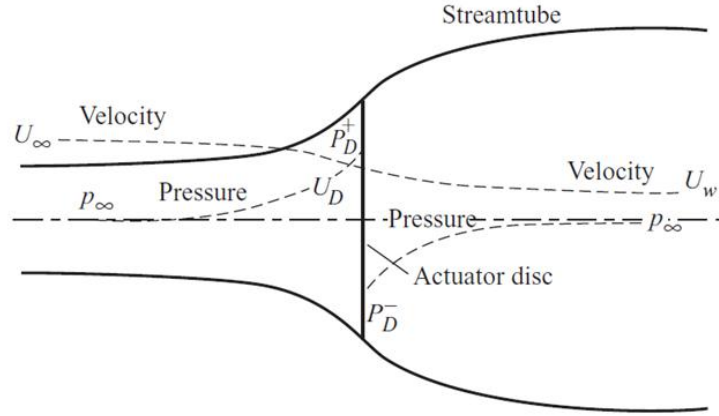


Figura 5.3: Esquema de la extracción de energía del tubo de corriente por un disco actuador

Aplicando la ecuación de la conservación de la masa al volumen de control estacionario definido anteriormente se obtiene:

$$M = cte = \rho A_\infty U_\infty = \rho A_d U_d = \rho A_w U_w \quad (5.1)$$

Siendo ρ la densidad del aire, U la velocidad de la corriente fluida, A el área transversal del volumen de control, que coincide en el plano del rotor con el área barrida por el disco actuador, y los subíndices ∞ , d y w que denotan la corriente incidente aguas arriba, en el plano del rotor y la corriente de salida aguas abajo respectivamente.

Esta ecuación se traduce en que considerando el flujo incompresible ($\rho = cte$), para que el gasto másico se conserve dentro del volumen de control, y debido a que el disco actuador o rotor provoca una deceleración del flujo a lo largo del tubo de corriente, ésta se ve compensada por un aumento del área del tubo de corriente para mantener el gasto másico constante.

Como podemos observar en la figura anterior, en el plano del disco se produce un decremento brusco de presión desde el valor p_d^+ en la sección inmediatamente anterior al disco actuador hasta p_d^- en la sección posterior, tras la cual la presión aumenta a lo largo del tubo de corriente hasta alcanzar la presión inicial de la

corriente por aguas abajo.

Esta diferencia de presiones se debe a la energía extraída de la corriente por el disco actuador, y para deducirla se aplica la ecuación de Bernoulli entre la sección aguas arriba y la inmediatamente anterior al plano del rotor y entre la sección aguas abajo y la inmediatamente posterior al plano del rotor.

$$\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 + p_\infty = \frac{1}{2}\rho U_d^2 + p_d^+ \quad (5.2)$$

$$\frac{1}{2}\rho U_w^2 + p_w = \frac{1}{2}\rho U_d^2 + p_d^- \quad (5.3)$$

Restando las expresiones anteriores se obtiene el salto de presiones que tiene lugar en el disco actuador:

$$\Delta p = p_d^+ - p_d^- = \frac{1}{2}\rho(U_\infty^2 - U_w^2) \quad (5.4)$$

Cantidad de Movimiento Lineal

Como consecuencia de la presencia del rotor, el flujo en dirección axial $z_H = z_{H1}$, sufre una deceleración que se traduce en la aparición de una fuerza del fluido sobre el rotor que tiende a empujar corriente abajo el rotor (desde el punto de vista de las palas aparecen fuerzas aerodinámicas que flexan las palas en la dirección del viento incidente). La velocidad de la corriente en la dirección normal al plano del rotor se expresa como:

$$U_d = U_\infty(1 - a) \quad (5.5)$$

Siendo el término a la velocidad inducida axial y a el factor de velocidad inducida axial. La fuerza de tracción, T , que aparece a la altura del disco actuador está provocado por este cambio de velocidad que experimenta la corriente fluida a lo largo del tubo corriente, y en consecuencia por la diferencia de presiones entre ambas caras del disco actuador.

Haciendo uso de la ecuación de cantidad de movimiento en sentido axial:

$$T = (U_\infty - U_w)\dot{m} = (p_d^+ - p_d^-)A_d \quad (5.6)$$

Sustituyendo en la ecuación anterior el salto de presiones obtenida anteriormente y despejando la velocidad en la estela U_w , obtenemos uno de los principales resultados de la Teoría de Cantidad de Movimiento, según el cual la deceleración producida en la estela es el doble que en plano del rotor:

$$U_w = (1 - 2a)U_\infty \quad (5.7)$$

Sustituyendo este resultado se puede obtener la expresión para la fuerza de tracción que experimenta el rotor:

$$T = 2\rho A_d U_\infty^2 a(1-a) \quad (5.8)$$

La ecuación de la energía permite cuantificar la potencia extraída por el rotor como la diferencia en la energía cinética del fluido entre la sección de entrada y la de salida del volumen de control:

$$P = \frac{1}{2}\rho A_w U_w^3 - \frac{1}{2}\rho A_\infty U_\infty^3 = \frac{1}{2}\dot{m}(U_w^2 - U_\infty^2) \quad (5.9)$$

Y sustituyendo el valor de las velocidades inducidas se tiene que:

$$P = TU = 2\rho A U_\infty^3 a(1-a)^2 \quad (5.10)$$

Para realizar el análisis del rotor se trabajará tanto con la fuerza de tracción como con la potencia en forma adimensional, dando lugar a los coeficientes adimensionales de tracción y de potencia respectivamente.

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^2}$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^3}$$

El coeficiente de potencia se define por tanto como el porcentaje de energía cinética del viento que puede ser convertida por el aerogenerador en energía mecánica.

Introduciendo las expresiones obtenidas para la Potencia y la Tracción, estos coeficientes adimensionales se pueden expresar de la forma:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^3} = 4a(1-a) \quad (5.11)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^3} = 4a(1-a)^2 \quad (5.12)$$

Límite de Betz

El máximo valor del C_P se puede obtener derivando la expresión obtenida anteriormente:

$$\frac{dC_P}{da} = 4(1-a)(1-3a) = 0 \quad (5.13)$$

para $a = \frac{1}{3}$, que se corresponde a un valor de $C_{P_{max}} = \frac{16}{27} = 0,5926$.

De lo anterior se deduce que en condiciones ideales, la máxima potencia que el rotor es capaz de extraer de la corriente es el 59.26 % de la energía cinética de la misma. Este valor máximo del coeficiente de potencia, puramente teórico e inalcanzable en modelos reales, es conocido como el límite de Betz.

De forma similar, se puede obtener el máximo valor del coeficiente de tracción a partir de la expresión obtenida:

$$\frac{dC_T}{da} = 4(1 - a) - 4a = 0 \quad (5.14)$$

que tiene lugar para $a = \frac{1}{2}$, correspondiéndose a un valor de $C_{T_{max}} = 1$.

En la siguiente figura se pueden observar de forma gráfica la evolución de los coeficientes de tracción y de potencia en función de el factor de velocidad inducida axial así como el límite de Betz:

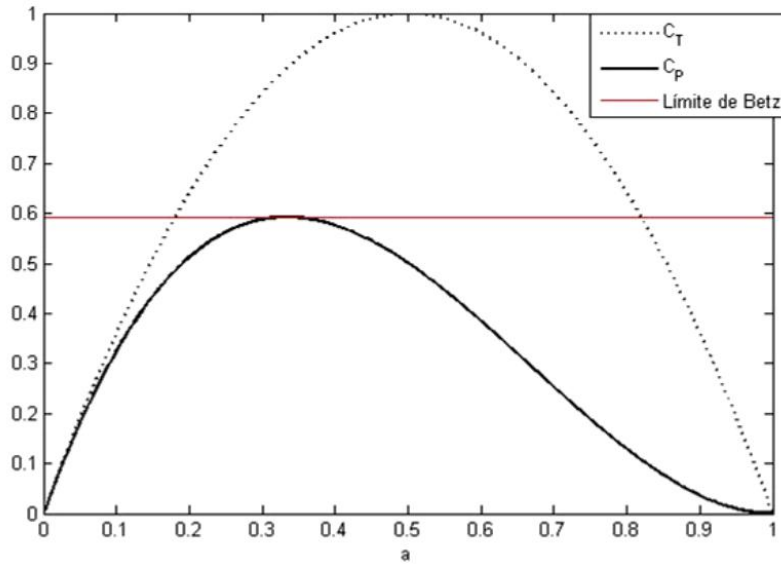


Figura 5.4: C_T y C_P en función de a y límite de Betz

Cantidad de Movimiento Angular

También conocida como Teoría del Momento Cinético (TMC), permite introducir el fenómeno de rotación de la estela. La TMC describe cómo a consecuencia de la presencia del rotor, el flujo en la dirección tangencial sufre un aumento de velocidad que se traduce en la aparición de un par del fluido sobre el rotor que tiende a girar el rotor (desde el punto de vista de las palas aparecen fuerzas aerodinámicas que giran las palas en la dirección tangencial). La velocidad de la corriente en el plano del rotor se expresa como $r(1 + a')$, siendo el término ra' la velocidad inducida tangencial y a' el factor de velocidad inducida tangencial.

Este par torsor que el aire suministra al disco actuador viene acompañado por tanto por un par torsor igual y de sentido contrario que es aplicado sobre el aire por el rotor. Es por este motivo que el aire gira en dirección contraria al rotor.

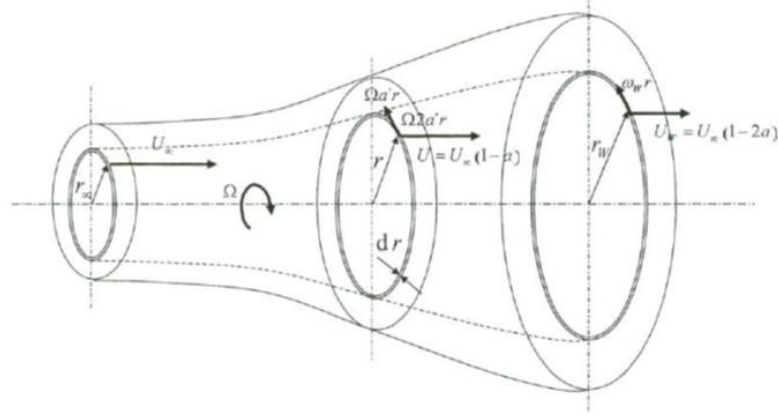


Figura 5.5: Componente circunferencial de la velocidad según la TMC

En la figura anterior se puede observar la evolución de la componente circunferencial de la velocidad del fluido. Comienza siendo nula aguas arriba del rotor, alcanza un valor de $\Omega a' r$ en una sección intermedia y $\Omega 2a' r$ aguas abajo del rotor, cumpliéndose también que la velocidad inducida tangencial aguas abajo es dos veces la velocidad inducida en el plano del rotor, como ya se ha demostrado para la velocidad axial en el apartado anterior.

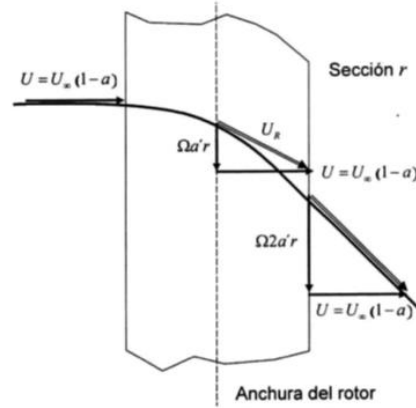


Figura 5.6: Evolución de la componente circunferencial de la velocidad

Podemos así definir el diferencial de par dQ , comunicado al rotor en el disco de espesor dr como el producto de la velocidad tangencial local en ese elemento multiplicado por el gasto másico \dot{m} y por la distancia al buje o coordenada radial

r :

$$dQ = d\dot{m}(2\Omega r a')r = \rho(2\pi r dr)U_\infty(1-a)(2\Omega r a')r = 4\rho\pi U_\infty a'(1-a)\Omega r^3 dr \quad (5.15)$$

Considerando a y a' constantes, se puede integrar la expresión anterior entre $r = 0$ y $r = R$ el radio del rotor, obteniendo el par aerodinámico que experimenta éste en presencia de la corriente, denominado por Q :

$$Q = \rho\pi U_\infty a'(1-a)\Omega R^4 \quad (5.16)$$

Adimensionalizando este par torsor se obtiene el coeficiente de par torsor del rotor, que se puede expresar como:

$$C_Q = \frac{Q}{\frac{1}{2}\rho\pi R^3 U_\infty^2} = 2a'(1-a)\lambda \quad (5.17)$$

Donde $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$ es el factor de velocidad en punta de pala, que relaciona la componente tangencial de la velocidad en el elemento de la punta de pala debida a la rotación del aerogenerador con la corriente incidente axial aguas arriba, y que se tomará como parámetro de operación del aerogenerador.

Es posible obtener el diferencial de potencia dP a partir del diferencial de par dQ , multiplicándolo por la velocidad de giro del rotor Ω :

$$dP = \Omega dQ = 4\rho\pi U_\infty a'(1-a)\Omega^2 r^3 dr \quad (5.18)$$

Y trabajando en forma adimensional se tiene que el diferencial de coeficiente de potencia será:

$$dC_P = \frac{dP}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^3} = 8a'(1-a)\lambda^2 x^3 dx \quad (5.19)$$

donde $x = \frac{r}{R}$, es la coordenada radial adimensional del rotor.

De la expresión anterior se deduce que conociendo la variación con x de a y a' la ecuación puede ser integrada a lo largo de cada disco transversal del tubo de corriente para determinar el coeficiente total de potencia para un parámetro de operación λ fijado.

5.1.2. Teoría del Elemento de Pala (TEP)

A parte de la Teoría de Cantidad de Movimiento, la Teoría del Elemento de Pala (TEP) nos permite incorporar los efectos de la geometría de la pala en las acciones aerodinámicas: número de palas, tipo de perfiles, solidez y torsión.

El objetivo de la TEP es hallar las distribuciones de fuerzas aerodinámicas a lo largo de la envergadura de las palas, así como su integración para obtener las acciones aerodinámicas globales que actúan sobre el rotor.

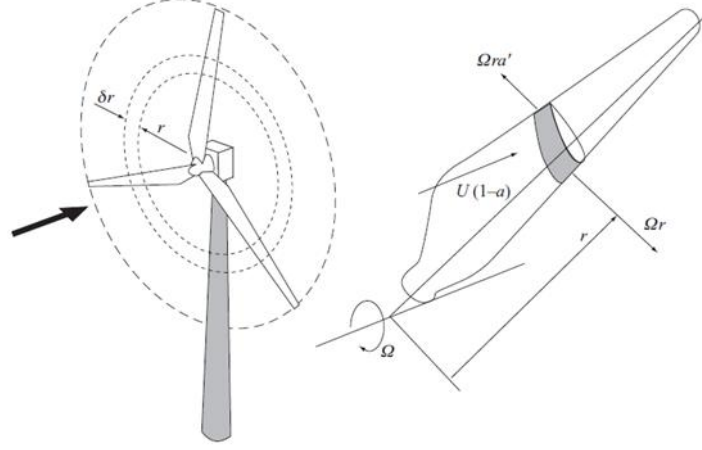


Figura 5.7: Cada elemento de pala barre un anillo diferencial de la sección del tubo de corriente

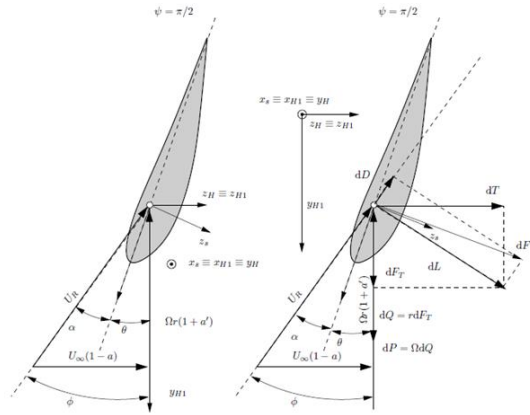


Figura 5.8: Sección del elemento de pala con su distribución de fuerzas y velocidades

En la figura anterior, de forma ilustrativa, se aprecian las distintas velocidades, ángulos y fuerzas aerodinámicas que intervienen en el modelo, que son:

- $\Omega(1 + a')$ \equiv Componente tangencial de la velocidad debido a la rotación del rotor y a la velocidad tangencial inducida de acuerdo a la TMC.
- $U_\infty(1 - a)$ \equiv Componente axial de la velocidad de la corriente teniendo en cuenta la velocidad inducida axial por la presencia del aerogenerador.

- $U_R \equiv$ Velocidad resultante local en el elemento de pala:

$$U_R = [U_\infty^2(1-a)^2 + (\Omega r)^2(1-a')^2]^{\frac{1}{2}} \quad (5.20)$$

- $\alpha \equiv$ Ángulo de ataque del perfil, correspondiente al ángulo que forma la corriente incidente con la Línea de Sustentación Nula (LSN) del elemento de pala.

$$\alpha = \phi - \theta \quad (5.21)$$

- $\theta \equiv$ Ángulo de paso de la pala. Está compuesto por el ángulo de torsión geométrica θ_G con el que se construye la pala y que varía con la coordenada radial, $\theta_G(r)$, y del ángulo de paso que impone el control de la máquina para todas las secciones de la pala, θ_C .

$$\theta(r) = \theta_G(r) + \theta_C \quad (5.22)$$

- $\phi \equiv$ Ángulo de entrada de la corriente.

$$\phi = \arctan \frac{U_\infty(1-a)}{\Omega r(1-a')} \quad (5.23)$$

- $dL \equiv$ Sustentación aerodinámica del elemento de pala.

$$dL = \frac{1}{2} \rho U_R^2 c(r) dr C_l(\alpha) \quad (5.24)$$

- $dD \equiv$ Resistencia aerodinámica del elemento de pala.

$$dD = \frac{1}{2} \rho U_R^2 c(r) dr C_d(\alpha) \quad (5.25)$$

- $dT \equiv$ Fuerza de Tracción en el elemento de pala, obtenida proyectando dL y dD sobre el eje y_{H1} del elemento de pala:

$$dT = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c(r) dr [C_l(\alpha) \cos \phi + C_d(\alpha) \sin \phi] \quad (5.26)$$

Donde b es el número de palas del rotor.

- $dF_T \equiv$ Fuerza tangencial en el elemento de pala, obtenida proyectando las fuerzas aerodinámicas locales sobre el eje z_{H1} del elemento de pala:

$$dF_T = b(dL \sin \phi - dD \cos \phi) = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c(r) dr [C_l(\alpha) \sin \phi + C_d(\alpha) \cos \phi] \quad (5.27)$$

Conocidas las distribuciones de la fuerza de Tracción, dT , y de la fuerza tangencial, dF_T , es posible obtener las fuerzas totales que actúan sobre la pala integrando las distribuciones a lo largo de la coordenada radial:

$$T = \int_{r_R}^R dT \quad (5.28)$$

$$F_T = \int_{r_R}^R dF_T \quad (5.29)$$

Donde r_R hace referencia a la coordenada radial de la primera sección aerodinámica de la pala, conocida como raíz.

Del mismo modo, conocidas la distribución de la fuerza tangencial dF_T es posible calcular la distribución de par aerodinámico y de potencia en cada elemento de pala, así como sus valores globales integrándolos a lo largo de la envergadura de la pala:

$$dQ = r dF_T = \frac{1}{2} \rho U_R^2 c(r) b [C_l(\alpha) \sin \phi + C_d(\alpha) \cos \phi] r dr \quad (5.30)$$

$$dP = \Omega dQ = \frac{1}{2} \rho U_R^2 c(r) b [C_l(\alpha) \sin \phi + C_d(\alpha) \cos \phi] \Omega r dr \quad (5.31)$$

$$Q = \int_{r_R}^R dQ \quad (5.32)$$

$$P = \int_{r_R}^R dP \quad (5.33)$$

5.1.3. Combinación de la TCM y la TEP

Para la resolución de las ecuaciones planteadas anteriormente es necesario conocer la distribución radial de $a(r)$ y $a'(r)$. Esto es posible combinando los resultados obtenidos mediante la Teoría de Cantidad de Movimiento y la Teoría del Elemento de Pala.

Para ello se igualarán las expresiones para el diferencial de fuerza de tracción, dF_T , mediante la TCM (ecuación 5.8) como mediante la TEP (ecuación 5.26).

$$(dT)_{TCM} = (dT)_{TEP} \rightarrow 8\pi U_\infty^2 a(1-a)r = U_R^2 cb [C_l(\alpha) \cos \phi + C_d(\alpha) \sin \phi] \quad (5.34)$$

Del mismo modo se igualan las expresiones obtenidas para el coeficiente de par, dQ , mediante la TMC (ecuación 5.15) y la TEP (ecuación 5.30).

$$(dQ)_{TCM} = (dQ)_{TEP} \rightarrow 8\pi U_\infty a'(1-a')\Omega r^2 = U_R^2 cb [C_l(\alpha) \sin \phi + C_d(\alpha) \cos \phi] \quad (5.35)$$

La resolución de las dos ecuaciones anteriores permitiría calcular la distribución radial de a y a' y con ellas los principales coeficientes del rotor.

Factor de pérdidas en punta de pala y raíz: Modelo clásico de Prandtl

Sin embargo, el modelo considerado no tiene en cuenta que tanto en la raíz como en la punta de pala la circulación es nula, teniendo en cuenta la condición de contorno de Kutta por la que el dC_T en punta de pala debe ser nulo.

Para solucionar este problema, se introduce para el modelo de la TEP un factor de corrección por pérdidas de circulación, f , definido como el producto del factor de pérdidas en raíz f_R y el de pérdidas en punta de pala, f_T .

El modelo utilizado para representar este factor de pérdidas es el denominado modelo de Prandtl, que representa la disminución de circulación que tiene lugar al acercarse a la punta de pala así como al acercarse a la raíz. Su expresión es la siguiente:

$$f = f_R f_T \quad (5.36)$$

$$f_R = \frac{2}{\pi} \arccos \left[-\frac{b}{2} \frac{R-r}{r} \frac{1}{\sin \phi} \right] \quad (5.37)$$

$$f_T = \frac{2}{\pi} \arccos \left[-\frac{b}{2} \frac{r-r_R}{r} \frac{1}{\sin \phi} \right] \quad (5.38)$$

donde r_R representa la coordenada radial de la primera sección aerodinámica. Obsérvese que f se anula para $r = r_R$ y $r = 0$ y que las expresiones anteriores dependen de ϕ y éste a su vez de a y a' , por lo que deberá resolverse de forma simultánea el sistema formado por las tres ecuaciones (5.34), (5.35) y (5.36).

Introduciendo el factor f en las expresiones de la velocidad relativa y del ángulo de incidencia de la corriente dadas por la TEP:

$$U_R = [U_\infty^2 (1 - \frac{a}{f})^2 + (\Omega r)^2 (1 - \frac{a'}{f})^2]^{\frac{1}{2}} \quad (5.39)$$

$$\phi = \arctan \frac{U_\infty (1 - \frac{a}{f})}{\Omega r (1 - \frac{a'}{f})} \quad (5.40)$$

Adimensionalizando las ecuaciones anteriores se obtiene el sistema de ecuaciones a resolver:

$$F_{dC_T}(a, a', f) = x(1-a)a - \frac{\sigma}{8} \left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 [C_l(\alpha) \cos \phi + C_d(\alpha) \sin \phi] = 0 \quad (5.41)$$

$$F_{dC_Q}(a, a', f) = x^2 \lambda (1-a)a' - \frac{\sigma}{8} \left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 [C_l(\alpha) \sin \phi + C_d(\alpha) \cos \phi] = 0 \quad (5.42)$$

$$F_f(a, a', f) = f - \left(\frac{2}{\pi}\right)^2 \arccos\left[-\frac{b}{2} \frac{R-r}{r} \frac{1}{\sin \phi}\right] \arccos\left[-\frac{b}{2} \frac{r-r_R}{r} \frac{1}{\sin \phi}\right] = 0 \quad (5.43)$$

Donde,

$$\left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 = [U_\infty^2 \left(1 - \frac{a}{f}\right)^2 + x^2 \lambda^2 \left(1 - \frac{a'}{f}\right)^2] \quad (5.44)$$

$$\phi = \arctan \frac{\left(1 - \frac{a}{f}\right)}{\lambda x \left(1 - \frac{a'}{f}\right)} \quad (5.45)$$

Y habiendo introducido el parámetro de solidez del rotor $\sigma = \frac{bc}{\pi R}$. Finalmente debe considerarse que cuando el factor de velocidad inducida axial es muy grande ($a > a_T = 0,3262$), es decir, cuando el aerogenerador opera en unas condiciones que deceleran el fluido en gran medida, es necesario introducir una corrección de la TCM, ya que el modelo de ésta deja de ser válido. Para ello se utilizará el modelo de Lissaman, introduciendo una corrección en el diferencial de coeficiente de tracción, que resulta de la forma:

$$dC_T = \frac{dT}{1/2\rho\pi R^2 U_\infty^3} = 2x[C_{T1} - 4(\sqrt{C_{T1}} - 1)(1 - a)]dx \quad (5.46)$$

siendo $C_{T1} = 1,816$.

Teniendo esto en cuenta podemos obtener la ecuación que sustituye a la (5.41) cuando $a > a_T$:

$$2x[C_{T1} - 4(\sqrt{C_{T1}} - 1)(1 - a)] - \frac{\sigma}{8} \left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 [C_l(\alpha) \cos \phi + C_d(\alpha) \sin \phi] = 0 \quad (5.47)$$

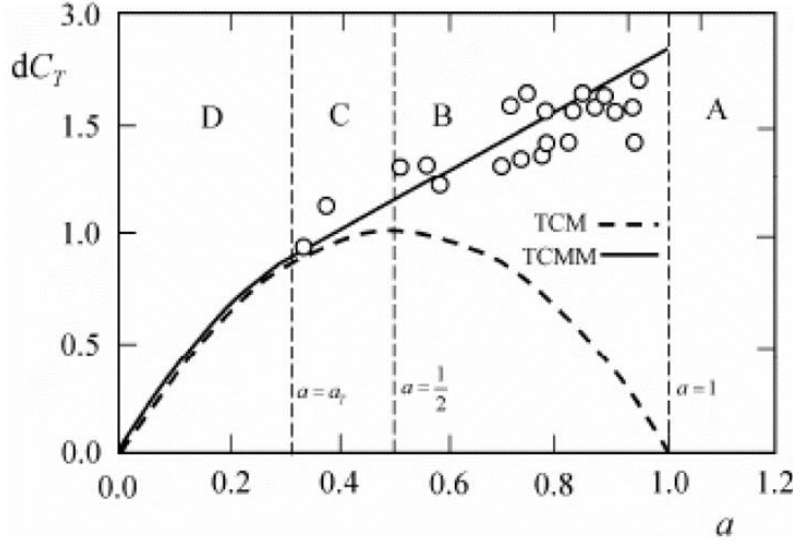


Figura 5.9: Correcciones del Modelo de Lissaman para la TCM

Conocido el parámetro de operación del aerogenerador (λ), el número de palas (b), la posición de la primera sección aerodinámica (x_R) y los parámetros adimensionales de la sección (σ, x), puede resolverse el sistema dado por las ecuaciones (5.41) a (5.47) obteniéndose los valores de a, a' y f para cada posición radial de la pala.

Coefficientes globales

Una vez conocidas las distribuciones de a, a' y f mediante la resolución del sistema de ecuaciones planteado, es posible obtener los coeficientes globales de fuerzas y momentos a partir de sus correspondientes distribuciones radiales:

$$\frac{dC_T}{dx}|_b = \begin{cases} a \geq a_T & 2x[C_{T1} - 4(\sqrt{C_{T1}} - 1)(1 - a)] = \frac{\sigma}{8} \left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 [C_l(\alpha) \cos \phi + C_d(\alpha) \sin \phi] \\ a < a_T & 8x(1 - a)a \end{cases} \quad (5.48)$$

$$\frac{dC_{F_T}}{dx}|_b = 8\lambda x^2(1 - a)a' = \left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 \sigma [C_l(\alpha) \sin \phi - C_d(\alpha) \cos \phi] \quad (5.49)$$

$$\frac{dC_M}{dx}|_b = \frac{\pi}{b^2} \sigma^2 \left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 c_m \quad (5.50)$$

$$\frac{dC_Q}{dx}|_b = x \frac{dF_T}{dx}|_b \quad (5.51)$$

$$\frac{dC_P}{dx}|_b = x \frac{dC_Q}{dx}|_b \quad (5.52)$$

La integración de estas expresiones a lo largo de la envergadura de la pala permite obtener los coeficientes globales que buscamos. La expresión general de la integral para cada uno de los coeficientes puede escribirse como:

$$C|_b = \int_{x_R}^1 \frac{dC}{dx}|_b dx = C(\lambda, \theta_C)$$

Donde el subíndice b indica para las b palas. Es interesante resaltar aquí la dependencia común de cada coeficiente global con el parámetro de operación, λ , y el ángulo de paso de control, θ_C , que serán los principales responsables de controlar las actuaciones y el punto de funcionamiento del aerogenerador.

5.2. Modelización del rotor

5.2.1. Diseño actual: Rotor WindAid 1.7 y WindAid 4.0

El objetivo de un aerogenerador es ser capaz de extraer la máxima energía cinética posible del viento incidente y transformarla en energía eléctrica. Pero como se ha comentado en el apartado 3.3 respecto a las instalaciones minieólicas, y más en concreto al diseño de las turbinas minieólicas, existen una serie de factores que han de tenerse en cuenta a la hora de elaborar su diseño además de la eficiencia aerodinámica máxima, como pueden ser presentar un buen comportamiento de arranque y rendimiento a velocidades más bajas y a números de Reynolds menores por tanto.

En casos particulares como pueden ser la instalación de sistemas aislados por cuenta bien sea de particulares o de pequeñas organizaciones o corporativas, como es el caso de WindAid Institute, también cobra gran importancia la sencillez del diseño de cara a la facilidad de fabricación en este caso de la turbina, así como la posible adaptación a los recursos o materiales locales disponibles.

En los siguientes apartados se modelizará y analizará el diseño aerodinámico del rotor correspondiente a dos aerogeneradores actualmente utilizados por WindAid Institute en la electrificación de comunidades rurales en Perú.

Se trata en primer lugar del aerogenerador WindAid 4.0, con un radio de rotor de $R = 2$ m y una potencia nominal de 2.5 kW para una velocidad nominal de viento de 10 m/s. Cuenta con un rotor con tres palas, cada una de las cuales tiene a lo largo de toda su envergadura el perfil *NACA4412*.

En segundo lugar se analizará del mismo modo el aerogenerador WindAid 1.7, con un radio de $R = 0,85$ m y una supuesta potencia nominal de 500 W para una velocidad nominal de viento 10 m/s, y que consta de un rotor bipala con

un único perfil aerodinámico a lo largo de toda la envergadura, en este caso el perfil NACA4415.

Para el análisis de ambos rotores se ha partido de las especificaciones de fabricación así como de un modelo tridimensional realizada en la herramienta de *CAD SolidWorks*, que se puede observar en las figuras siguientes:

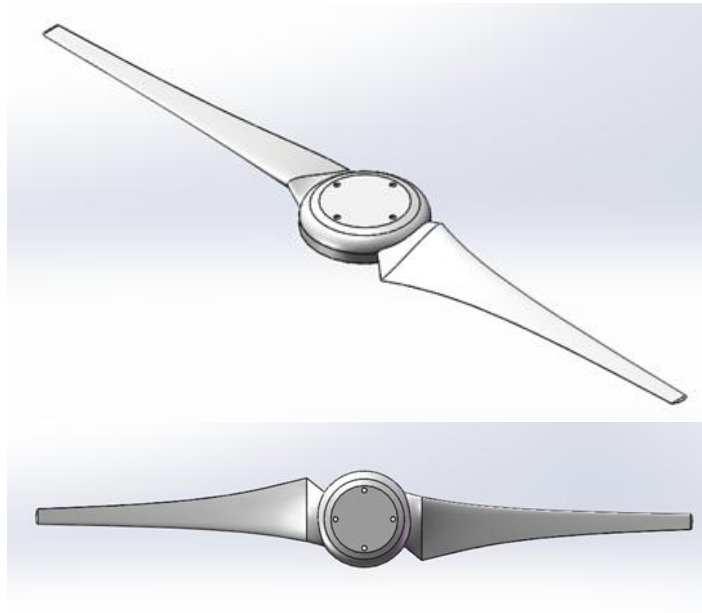


Figura 5.10: Modelo CAD del buje y palas del aerogenerador WindAid 1.7

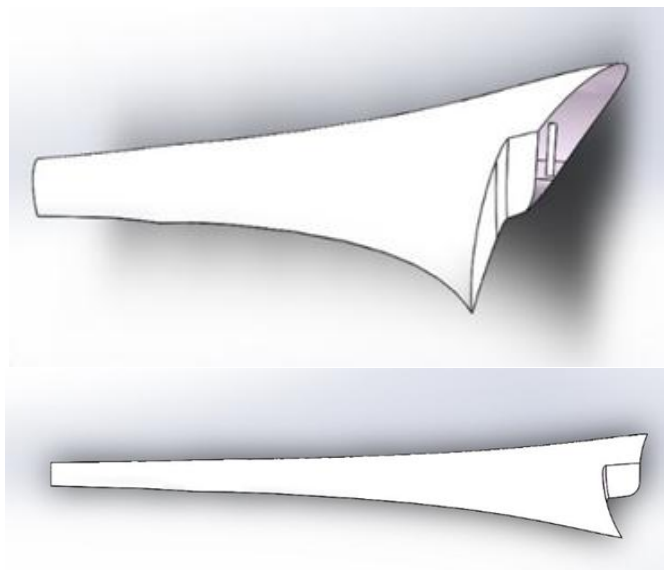


Figura 5.11: Modelo CAD de la pala del aerogenerador WindAid 4.0

5.2.2. Modelización del perfil aerodinámico

La selección del perfil aerodinámico resulta un elemento clave a la hora de determinar las características finales de un aerogenerador. Puesto que el principal objetivo de las palas de un aerogenerador es extraer la máxima energía posible del viento incidente, el principal parámetro a tener en cuenta a la hora de seleccionar un perfil será la eficiencia aerodinámica, $E = L/D$, que tratará de maximizarse siempre. No obstante, existen otra serie de criterios que también son tenidos en cuenta a la hora de seleccionar el perfil más adecuado para el diseño de un aerogenerador:

- El valor del coeficiente de sustentación máximo del perfil debe ser moderado para reducir la tracción producida por la pala y evitar un momento flector excesivo producido por ésta en la base de la torre.
- Interesa que el coeficiente de resistencia del perfil aerodinámico varíe poco dentro del rango de funcionamiento de la pala, para minimizar la aparición de inestabilidades en la misma.
- Por razones estructurales, generalmente se hace uso de varios perfiles de diferente espesor o bien del mismo perfil con espesor variable, aumentando el espesor desde la punta de pala hacia la raíz, donde se concentran las mayores cargas estructurales priorizándose éstas sobre la eficiencia aerodinámica.

En adición a estos criterios, la principal diferencia existente entre los aerogeneradores de gran potencia y los más pequeños, es que estos últimos operan a Números de Reynolds mucho menores. Mientras que en los grandes aerogeneradores convencionales los números de Reynolds habituales se sitúan por encima de $Re > 10^6$, y por tanto operan en régimen completamente laminar; habitualmente para aerogeneradores de pequeño tamaño se encuentra por debajo de $Re < 5 * 10^5$.

Para el posterior análisis aerodinámico del rotor de ambos generadores, WindAid 4.0 y WindAid 1.7, asumiremos un número de Reynolds correspondiente a la velocidad relativa que experimenta la sección central de cada pala, cuando cada rotor funciona a un parámetro de operación para el que ha sido diseñado en presencia de la velocidad de viento nominal de 10 m/s.

En el caso del aerogenerador WindAid 4.0, y teniendo en cuenta los siguientes valores: densidad del aire $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$, viscosidad del aire $\mu = 1,511 * 10^{-5}$, cuerda en la sección central $c = 130 \text{ mm}$, y parámetro de operación de diseño $\lambda = 6$, que equivale a una velocidad local en la sección central de $v = 31 \text{ m/s}$, obtenemos el siguiente resultado:

$$Re_{4,0} = \frac{\rho v c}{\mu} = 275000$$

Para el estudio del aerogenerador WindAid 1.7, con una cuerda en la sección central de $c = 75$ mm, y un parámetro de operación de diseño $\lambda = 7$, equivalente a una velocidad local en la sección central de $v = 36$ m/s, tenemos que:

$$Re_{1,7} = \frac{\rho v c}{\mu} = 180000$$

Como podemos observar, ambos perfiles se encuentran muy por debajo de los números de Reynolds habituales para grandes aerogeneradores, lo que hace que el flujo no sea totalmente laminar y puedan aparecer problemas de separación de este flujo y de formación de burbujas en el borde de ataque. Es por este motivo que los perfiles diseñados para aerogeneradores de pequeño tamaño han de estar diseñados para evitar picos de succión demasiado altos en el borde de ataque ni la formación de gradientes de presión adversos excesivos que puedan llevar a la separación del flujo laminar y por tanto a la pérdida de eficiencia aerodinámica.

En el caso de los aerogeneradores WindAid 4.0 y WindAid 1.7, se cuenta con un único perfil a lo largo de toda la pala, de espesor constante, el NACA4412 y NACA4415 respectivamente.

Ambos se tratan de perfiles de espesor medio y que fueron elegidos entre un rango de perfiles disponibles por su buen comportamiento durante un amplio rango de funcionamiento y por ser algunos de los que más datos experimentales se disponía en el momento de su selección.

Debido a la dificultad de obtener y encontrar datos aerodinámicos fiables para perfiles a bajos números de Reynolds, para la modelización de ambos perfiles se ha optado por utilizar la herramienta de simulación XFLR5, con la cual se han obtenido datos de los coeficientes Cl y Cd a los números de Reynolds previamente calculados para un intervalo de entre 0° y 20° . Posteriormente se han extrapolado estos datos al intervalo $[-\pi, \pi]$ mediante splines cúbicos en la herramienta de Matlab. A partir de estos datos se obtienen los valores de α_{op} , $Cl(\alpha_{op})$ y E_{max} de cada uno de los perfiles, que se muestran en la siguiente tabla:

Perfil	Nº Reynolds	$\alpha_{op}(^{\circ})$	$Cl(\alpha_{op})$	E_{max}
NACA 4412	275000	7	1.20	88.43
NACA 4415	180000	9	1.37	68.83

Cuadro 5.1: Características aerodinámicas de los perfiles NACA4412 y NACA4415

Los coeficientes de sustentación y resistencia obtenidos en función del ángulo de ataque α se muestran a continuación:

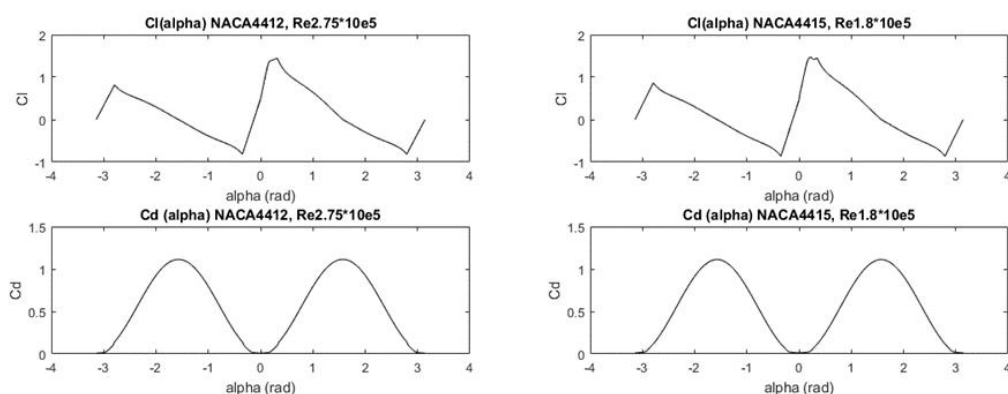


Figura 5.12: Coeficientes Cl y Cd en función del ángulo de ataque α para ambos perfiles.

5.2.3. Modelización de la pala

Una vez conocidos y modelizados los perfiles aerodinámicos de cada pala, el siguiente paso es modelizar las leyes de cuerda y de torsión correspondientes a los aerogeneradores WindAid 4.0 y WindAid 1.7.

Para este propósito, y ante la falta de una recopilación de datos precisa por parte de la WindAid Institute, se ha optado por utilizar las herramientas de medición de la herramienta SolidWorks para obtener la cuerda y la torsión geométrica de ambos diseños. Para ello, se realizarán cortes en cada una de las secciones a analizar y se medirá geométricamente su cuerda y la torsión geométrica que presentan respecto a los ejes de referencia del buje.

En la figura 5.13 se muestra una de las secciones a analizar correspondiente a una coordenada longitudinal de $r = 600$ mm desde el eje.

Para que el modelo obtenido a partir de estas mediciones se aproxime lo más posible a la geometría real de la pala, se ha aumentado el número de secciones analizadas en las zonas cercanas a la raíz y a la punta de pala, donde se producen las modificaciones geométricas más relevantes.

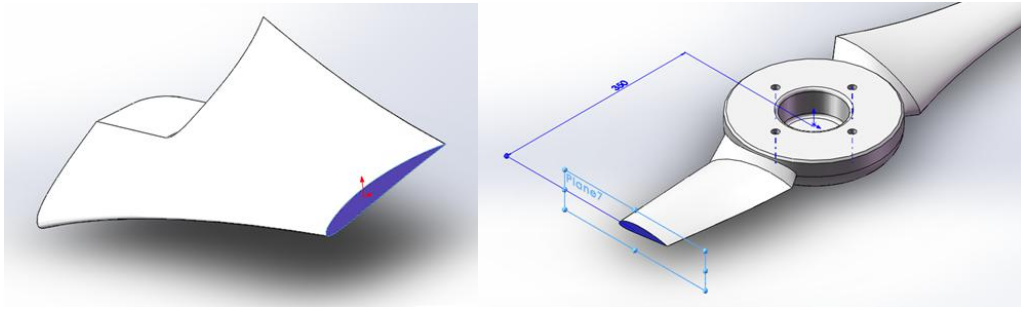


Figura 5.13: Sección de la pala del aerogenerador WindAid 4.0

De este modo se han analizado un total de 51 secciones para la pala del aerogenerador WindAid 4.0 que siguen la siguiente distribución, tomando $x = r/R$ como la coordenada longitudinal adimensionalizada con el radio de la turbina ($x = [0, 1]$ donde $x = 0$ corresponde al eje de rotación y $x = 1$ corresponde a la punta de pala).

Esto nos permite definir un vector con las coordenadas radiales adimensionales de las secciones analizadas y que serán utilizadas para modelar el comportamiento de nuestro rotor durante el estudio.

En el caso del aerogenerador WindAid 1.7, han sido analizadas con el mismo procedimiento 32 secciones desde la raíz hasta la punta de pala, registrando la coordenada radial adimensional de las mismas.

Para el posterior análisis tomaremos como x_R el valor de la coordenada radial adimensional desde el eje de rotación donde se encuentra la primera sección aerodinámica de la pala.

En las figura 5.14 y 5.15 se representan las distribuciones de cuerda adimensionalizada con el radio, $\frac{c(x)}{R}$, y de torsión geométrica $\theta_G(x)$ respecto del plano de rotación obtenidas para ambos aerogeneradores.

En ellas se puede apreciar cómo se ha aumentado el número de secciones en ambos extremos de la pala para su modelización. Como peculiaridades de esta geometría se puede mencionar que, a diferencia de muchos de los modelos de aerogeneradores habituales, no se produce una disminución progresiva de la cuerda conforme se acerca a la raíz, sucediendo lo mismo en punta de pala, al mantenerse la cuerda prácticamente constante en las últimas secciones. Lo mismo ocurre en la torsión en punta de pala, que es prácticamente constante en las inmediaciones de la punta de pala.

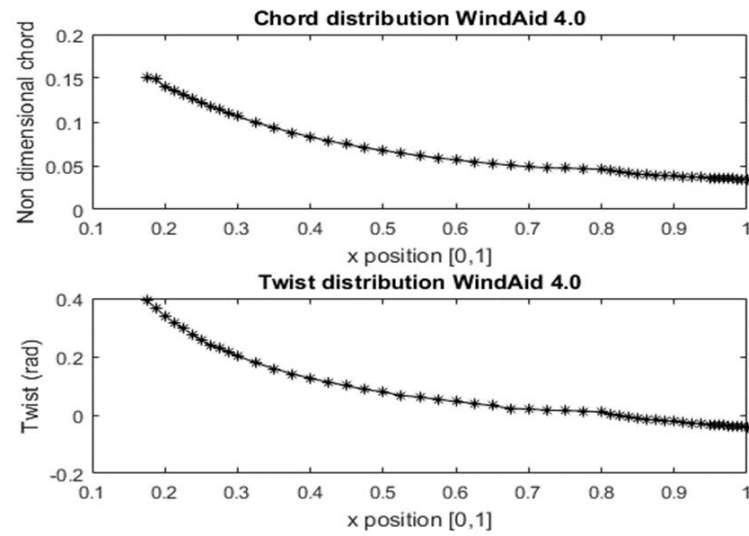


Figura 5.14: Distribuciones de cuerda adimensional y torsión para la pala del aerogenerador WindAid 4.0

Por último comentar que las secciones aerodinámicas comienzan notablemente alejadas del eje de rotación ($x_R = 0,175$) debido al particular diseño de las turbinas de WindAid, en el que las palas van ancladas a la parte exterior del buje (acoplado a su vez con el rotor) que se sitúa en el eje de rotación.

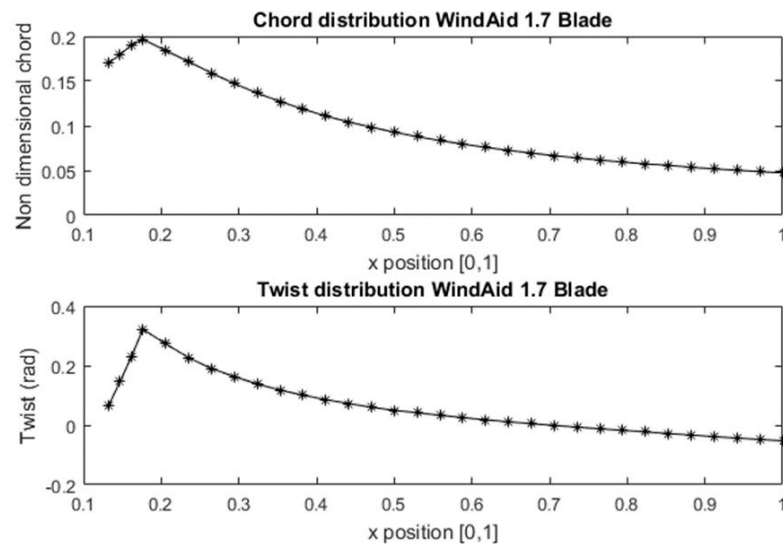


Figura 5.15: Distribuciones de cuerda adimensional y torsión para la pala del aerogenerador WindAid 1.7

La geometría obtenida de la modelización de la pala del aerogenerador WindAid 1.7 sí cuenta sin embargo con una disminución, tanto de la cuerda de las secciones como de su torsión geométrica, cerca de la raíz de la pala, mientras que éstas distribuciones son prácticamente constantes cerca de la punta de pala. En esta ocasión, la primera sección aerodinámica se encuentra en $x_R = 0,1325$, debido a que ésta se halla íntegramente unida al la parte exterior buje situado sobre el eje de rotación. Como se ha mencionado anteriormente, estas geometrías no sólo responden a criterios aerodinámicos en el momento de su diseño sino también a criterios de fabricación, priorizando la utilización de geometrías sencillas, un único tipo de perfil, etc.

Los datos correspondientes a la modelización de ambas palas serán almacenados junto con las características aerodinámicas de los perfiles a utilizar para permitir aplicar las ecuaciones desarrolladas en la Sección 5.1 y obtener así los principales parámetros de operación del aerogenerador según el modelo presentado.

5.2.4. Análisis del rotor

Una vez modelizada la geometría de las palas de ambos aerogeneradores, se procede a su análisis aplicando los modelos teóricos desarrollados en la Sección 5.1.

El objetivo es la obtención de los coeficientes globales que describen el funcionamiento del rotor modelizado, como son el Coeficiente de Potencia C_P , el Coeficiente de Tracción C_T , y el Coeficiente de Momento del rotor, C_M . Los resultados obtenidos de la aplicación del modelo previamente descrito para ambos aerogeneradores se muestran a continuación.

Aerogenerador WindAid 4.0

El coeficiente de potencia del rotor, al igual que el de tracción y el de momento del mismo, dependen como se ha expuesto en la Sección 5.1 de dos parámetros principales: el parámetro de operación o “Tip Speed Ratio” identificado como λ , y del ángulo de paso de control en la raíz de pala, al que se denomina θ_C . En la siguiente figura se puede observar cómo el coeficiente de potencia del rotor del aerogenerador WindAid 4.0, de tres palas, varía dentro de un rango característico para ambos parámetros:

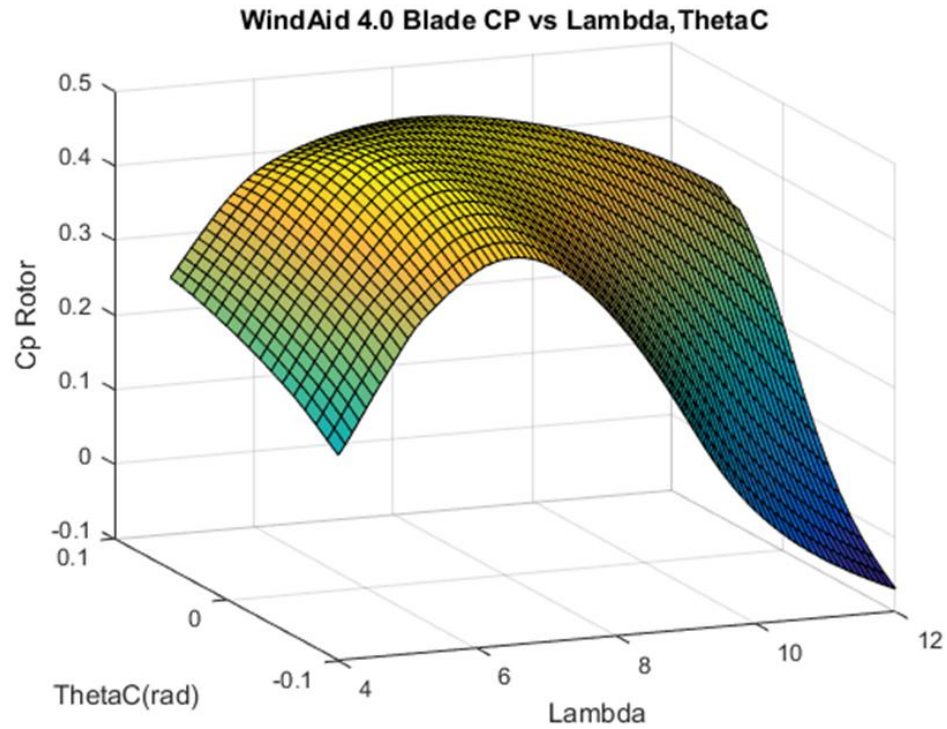


Figura 5.16: Coeficiente de potencia del aerogenerador WindAid 4.0 en función de λ y θ_C

Del análisis de esta figura, se puede obtener el máximo coeficiente de potencia posible para la geometría modelizada en las anteriores secciones, así como el parámetro de operación y el ángulo de paso de control óptimos para obtenerlo.

$$C_{P_{max}} = 0,4860$$

$$\lambda_{op} = 6,5122$$

$$\theta_{C_{op}} = 0,029 \text{ rad} = 1,66^\circ$$

Se puede observar por tanto que el lambda óptimo para el que se obtiene el máximo C_P de la geometría actual de la pala no es 6, como se había presupuesto en un comienzo y como se apuntaba en el momento de diseño de la pala, sino ligeramente mayor. Del mismo modo, el ángulo de paso de las palas con respecto al eje, un parámetro variable en el caso de las turbinas de mayor tamaño, pero fijo y constante en los aerogeneradores más pequeños, difiere ligeramente del

óptimo para el cual el rotor es capaz de extraer la máxima energía de la corriente incidente.

También se puede observar cómo evoluciona la función del C_P conforme modificamos sus dos parámetros, λ y θ_C . Para valores de λ bajos, la componente de la velocidad incidente sobre cada perfil correspondiente a la rotación de esa sección alrededor del eje no es suficientemente elevada comparada con la velocidad de la corriente incidente. Esto se traduce, como se ha expuesto en la Sección 5.1, en ángulos de ataque excesivamente grandes en cada una de las secciones de la pala, perjudicando el comportamiento aerodinámico de los perfiles. Para parámetros de operación muy elevados, la velocidad angular del rotor es tan grande que el ángulo de ataque que ve cada perfil es mucho menor que el óptimo, además de aparecer fenómenos de pérdida en la punta de pala debido a las excesivas velocidades que se alcanzan.

Respecto al ángulo de paso de control o θ_C , al aumentarlo, y por tanto aumentar la torsión efectiva de cada elemento de pala, entendiendo torsión efectiva como $\theta = \theta_C + \theta_G$, siendo θ_G la torsión geométrica en cada elemento de pala; estamos reduciendo el ángulo de ataque que ve cada elemento de pala y por tanto desplazando la curva de C_P hacia lambdas más elevados, donde el aumento de la componente rotacional de la velocidad en relación a la componente de la corriente incidente compensa esta modificación en el ángulo de ataque.

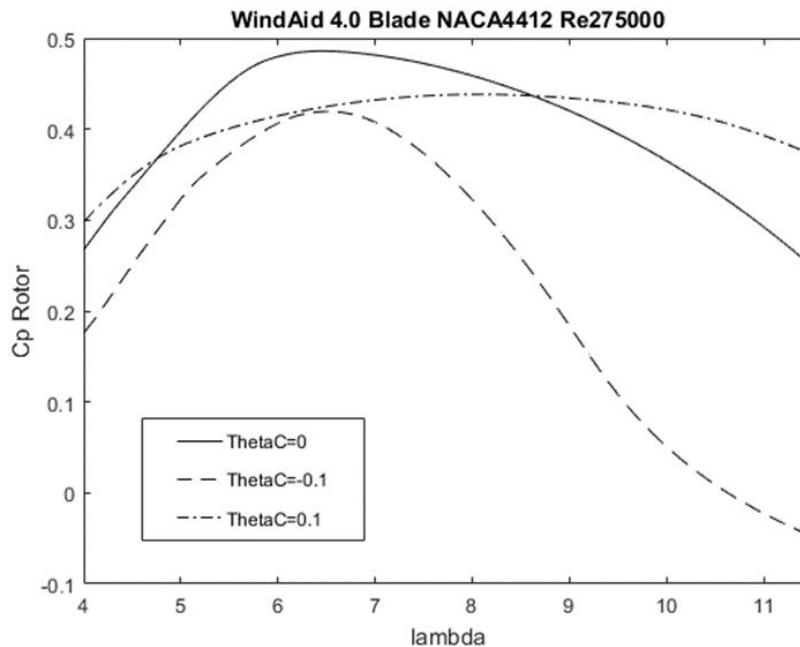


Figura 5.17: Influencia de θ_C en el Coeficiente de Potencia.

Sin embargo, si reducimos el ángulo de paso, siguiendo el mismo razonamiento, estamos aumentando el ángulo de ataque que cada sección de la pala ve, lo que nos lleva más rápidamente a la entrada en pérdida y consecuente deterioro del funcionamiento del rotor en cuanto nos situamos en lambdas más elevados y la velocidad rotacional es demasiado grande. Esta influencia del ángulo de paso se puede observar en la figura 5.17.

En el caso del aerogenerador WindAid 4.0, y para el sistema que se está analizando, el ángulo de paso de control está fijado en el proceso de fabricación en $\theta_C = 0$ es decir, ángulo de paso de control nulo en la raíz de la pala. Teniendo esto en cuenta, a continuación se muestran las gráficas correspondientes a los distintos coeficientes de operación, C_P , C_T y C_Q en función de lambda.

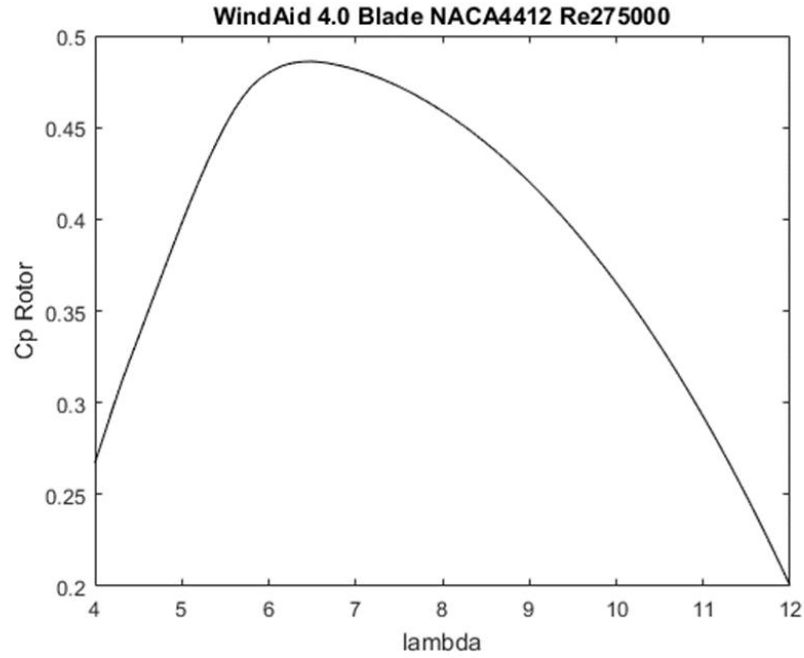


Figura 5.18: C_P en función de λ para $\theta_C = 0$ en el aerogenerador WindAid 4.0

Como se ha podido observar en la figura 5.16, el máximo coeficiente de potencia se alcanza para un ángulo de paso de control de $\theta_C = 1,66^\circ$, y por lo tanto el coeficiente de potencia máximo para un valor de $\theta_C = 0^\circ$, será ligeramente inferior. Del análisis de la figura 5.18 se tiene que:

$$C_{P_{maz}}|_{\theta_C=0} = 0,4859$$

$$\lambda_{op}|_{\theta_C=0} = 6,47$$

Como cabe esperar, al reducir ligeramente el ángulo de paso de control en la raíz con respecto a la configuración que maximiza el C_P para la geometría estudiada, el máximo de esta nueva curva de C_P se sitúa en lambdas ligeramente inferiores, si bien en este caso se trata de una diferencia tan pequeña tanto en el deterioro del C_P como en la modificación del parámetro de operación que resulta insignificante a efectos prácticos.

La figura 5.19 muestra los coeficientes globales de tracción y de momento del rotor en función de lambda, para la configuración estudiada con $\theta_C = 0$.

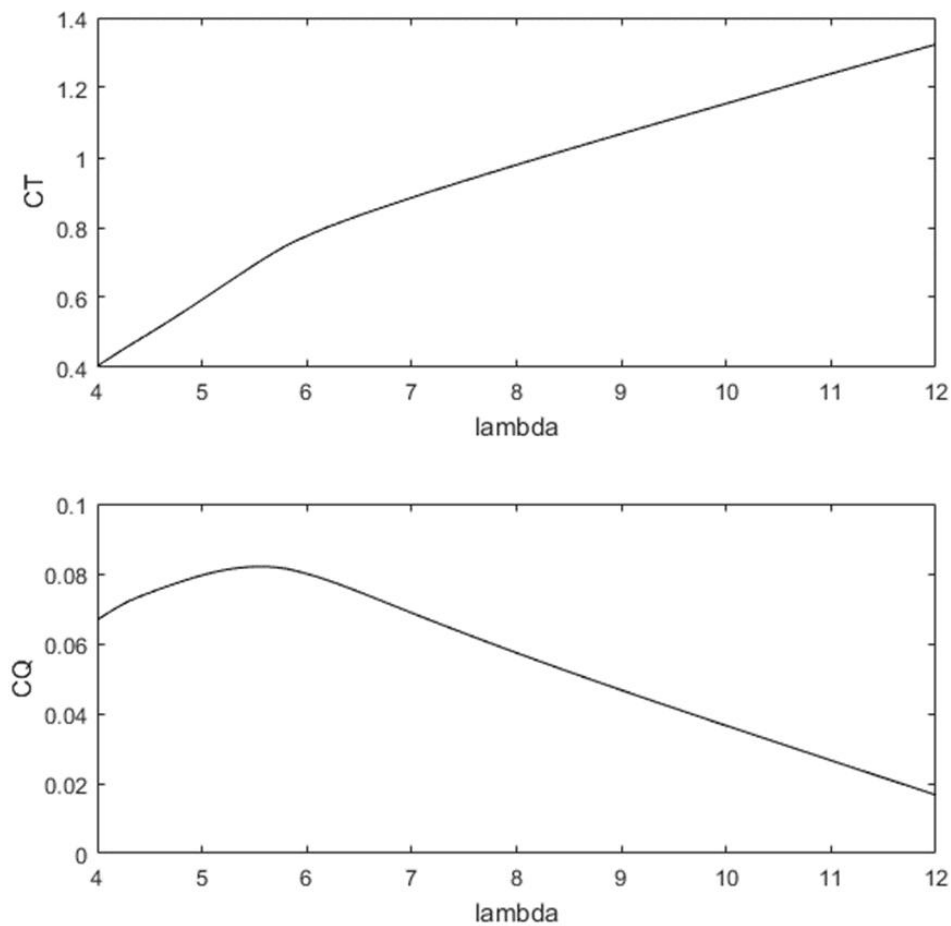


Figura 5.19: C_T y C_Q en función de λ para el aerogenerador WindAid 4.0

Aerogenerador WindAid 1.7

Para el caso del aerogenerador WindAid 1.7., que consta sólo con dos palas, se ha realizado el mismo análisis, obteniendo los coeficientes globales y prestando especial interés al coeficiente de potencia del rotor. En la figura 5.20 se muestra el coeficiente de potencia del rotor en función de los dos parámetros de operación posibles, λ y θ_C .

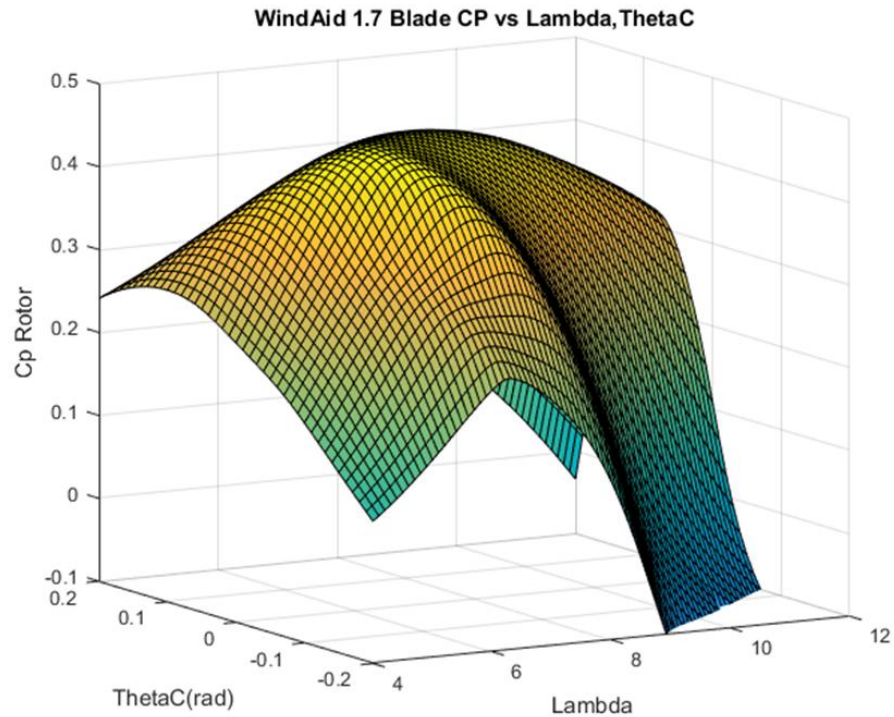


Figura 5.20: Coeficiente de potencia del aerogenerador WindAid 1.7 en función de λ y θ_C

Del análisis de la figura, se puede obtener el máximo coeficiente de potencia que proporciona la geometría estudiada y el parámetro de operación y el ángulo de paso de control óptimos para alcanzarlo.

$$C_{P_{max}} = 0,4605$$

$$\lambda_{op} = 6,5491$$

$$\theta_{C_{op}} = 0,0062 \text{ rad} = 0,35^\circ$$

Si se compara estos resultados con los obtenidos para el rotor del aerogenerador WinAid 4.0, que cuenta con tres palas en lugar de dos, podemos ver cómo el coeficiente de potencia máximo para el rotor del modelo WindAid 1.7 es ligeramente inferior, lo que se debe, más allá de la diferente geometría, a la influencia del número de palas en el C_P del rotor. Cuantas más palas tenga la turbina, mayor será el $C_{P_{max}}$, y este máximo se presentará para valores cada vez más bajos del parámetro de operación, λ . Aumentar el número de palas conduce por tanto a reducir la velocidad en la punta de pala del aerogenerador, ΩR , reduciendo problemas como el de ruido aerodinámico, al tiempo que se aumenta el $C_{P_{max}}$. Sin embargo, esta mejora en el comportamiento se vuelve cada vez menor cuanto mayor sea el número de palas, y en la práctica resulta poco rentable superar las tres palas, tanto económicamente como a nivel de fabricación, por lo que esta disposición es la más habitual y característica de los aerogeneradores, especialmente de gran tamaño.

Al igual que sucede en el aerogenerador WindAid 4.0, para el aerogenerador WA 1.7 el ángulo de paso de control de la raíz de pala se encuentra fijado con un valor de $\theta_C = 0^\circ$, ya que en este caso los álabes son fabricados íntegramente junto con el buje del aerogenerador mediante moldeo.

En la figuras 5.21 y 5.22 se pueden ver los coeficientes globales del rotor WindAid 1.7 para una configuración con θ_C constante y nulo.

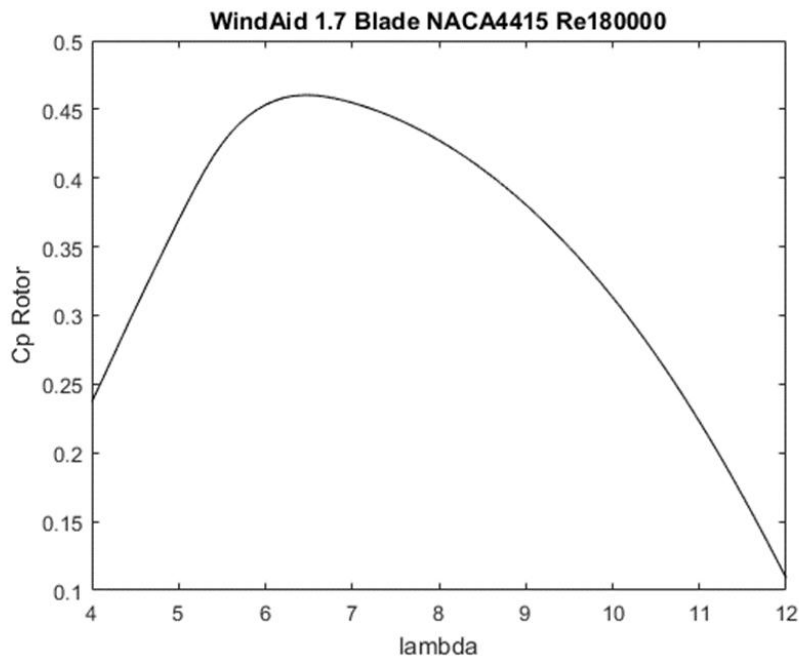


Figura 5.21: C_P en función de λ para $\theta_C = 0$ en el aerogenerador WindAid 1.7

$$C_{P_{maz}}|_{\theta_C=0} = 0,4604$$

$$\lambda_{op}|_{\theta_C=0} = 6,49$$

A la vista de los resultados, se puede ver que como sucedía en el aerogenerador WindAid 4.0, el $C_{P_{maz}}$ posible para la configuración estudiada con $\theta_C = 0$ fijado, es inferior al $C_{P_{maz}}$ que podemos obtener para el ángulo de paso óptimo $\theta_{C_{op}}$, pero en este caso la diferencia vuelve a ser prácticamente despreciable, al situarse muy cerca de éste.

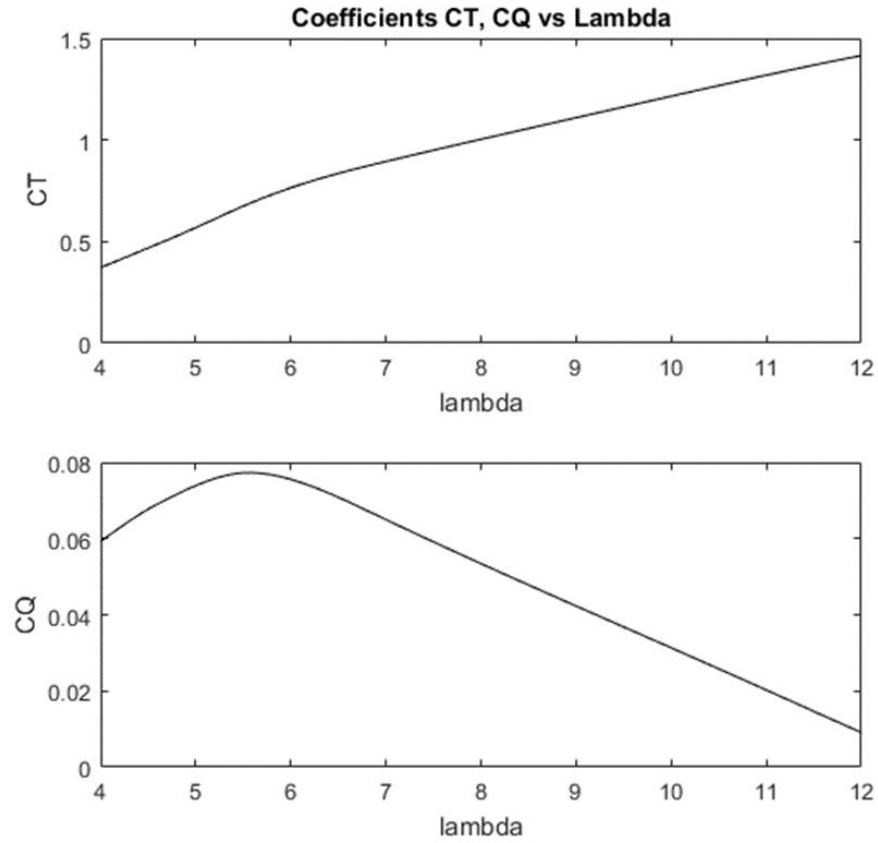


Figura 5.22: C_T y C_Q en función de λ para el aerogenerador WindAid 1.7

5.2.5. Leyes de control óptimas

Una vez obtenido el coeficiente de potencia del aerogenerador C_P , en función de los parámetros de operación λ y θ_C es posible obtener la potencia aerodinámica que éste extrae de la corriente en función de la velocidad de la corriente incidente, a través de la expresión:

$$P = \frac{1}{2} \rho U_\infty^3 S C_P(\lambda, \theta_C) \quad (5.53)$$

Donde $S = \pi R^2$ es el área barrida por el rotor y el coeficiente de potencia C_P varía según los parámetros de operación mencionados.

Se puede obtener así la potencia eléctrica generada por el sistema, introduciendo únicamente los parámetros η_m y η_g , correspondientes al factor de pérdidas por fricciones mecánicas y al factor de pérdidas en la generación de energía eléctrica o rendimiento del sistema generador, respectivamente. Esta potencia eléctrica generada, P_{gen} , quedará de la forma:

$$P_{gen} = \eta_m \eta_g \frac{1}{2} \rho U_\infty^3 S C_P(\lambda, \theta_C) \quad (5.54)$$

Como ya se ha mencionado en la Sección 3.3, una de las características de las instalaciones mini-eólicas es que no cuentan generalmente con sistemas de control activo de cara a optimizar su funcionamiento, bien sea porque la instalación de éstos resulta demasiado compleja o costosa para el proyecto en cuestión.

Esto significa que no es posible modificar ni controlar durante el funcionamiento del aerogenerador tanto λ como θ_C , ya que θ_C es constante al estar las palas del aerogenerador fijadas en su raíz, sin posibilidad de modificación de este ángulo, y el parámetro de operación λ es consecuencia del equilibrio aerodinámico que aparece entre el par aerodinámico generado por la corriente incidente sobre las palas del rotor y el par resistente interno del sistema que se opone al giro del rotor.

Cuando se alcanza este equilibrio para una determinada velocidad de corriente incidente U_∞ , el rotor se estabiliza a una determinada velocidad de rotación, Ω . Y a partir de la definición del parámetro de operación se puede obtener $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$. Generalmente λ seguirá una evolución desconocida para distintas velocidades de corriente incidente, dependiendo ésta de las características del sistema. Pero la variación libre de λ se traduce en que el aerogenerador estará funcionando la mayoría del tiempo en un rango de C_P fuera del óptimo $C_{P_{maz}}$ que se obtiene cuando opera en condiciones óptimas, es decir λ_{op} . Por lo tanto la potencia obtenida de dicho aerogenerador no será la máxima posible durante la mayor parte del tiempo, al estar funcionando en condiciones inferior-

res a las óptimas.

Para solucionar este problema, en los aerogeneradores que disponen de sistemas de control activo, se buscará la modificación de alguno de los parámetros de operación de la turbina de forma que se consiga que ésta funcione siempre en condiciones óptimas, es decir λ_{op} constante, proporcionando así el máximo coeficiente de potencia posible y constante $C_{P_{maz}}$, y maximizando la potencia extraída del viento, para cada velocidad de la corriente incidente.

Debido a que los sistemas instalados por WindAid, tanto para el aerogenerador WindAid 4.0 como para el WindAid 1.7 no cuentan con ningún sistema de control activo, habitualmente no estarán funcionando en condiciones óptimas y por tanto tampoco extrayendo la máxima potencia posible de la corriente.

En la figura 5.23 se puede observar cuál sería la curva de potencia eléctrica generada por el aerogenerador WindAid 4.0, P_{gen} , para cada velocidad de corriente incidente en el caso de que funcionase de forma constante en condiciones óptimas, $\lambda = cte = \lambda_{op}$, teniendo en cuenta que el ángulo de paso de control en la raíz está fijado y es $\theta_C = 0$.

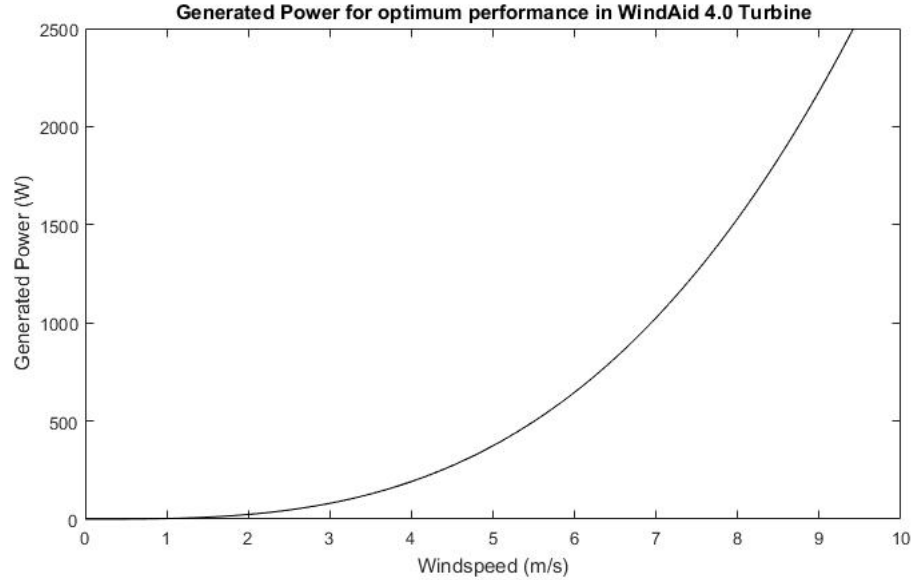


Figura 5.23: Potencia generada del modelo WindAid 4.0 en función de la velocidad de viento para un parámetro de operación óptimo y constante $\lambda_{op} = 6,47$

Como se puede observar la potencia generada crece de forma cúbica con la velocidad de la corriente incidente, U_∞ , según la ecuación 5.54 al ser el coeficiente de potencia constante e igual al máximo $C_{P_{maz}}$, ya que tanto λ como θ_C permanecen constantes. Para ello se ha considerado la densidad del aire con-

stante y correspondiente al nivel del mar, $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$, y el rendimiento general del sistema, compuesto por el factor de pérdidas mecánicas y eléctricas, $\eta = \eta_m \eta_g = 0.8$ y constante con la velocidad de viento, hipótesis asumible en el caso de generadores síncronos ya que presentan rendimientos bastante altos y que prácticamente no se ven afectados por la velocidad de revolución, especialmente cuando éstas no son muy altas.

Según las especificaciones de diseño de WindAid Institute, el aerogenerador WindAid 4.0 está diseñado para proporcionar una potencia máxima nominal de 2.5 kW a una velocidad nominal de viento de 10 m/s. Como es posible apreciar en la figura 5.23, ésta potencia generada se alcanza a una velocidad incidente ligeramente inferior para condiciones óptimas de funcionamiento. Sin embargo, es evidente que esta potencia nominal no se alcanzará para la velocidad de viento indicada si el aerogenerador funciona fuera de su punto óptimo para dichas condiciones.

En la figura 5.24 se puede ver la evolución de los distintos parámetros de operación del aerogenerador en función de U_∞ , para que éste opere en condiciones óptimas generando la máxima potencia posible. Como se puede observar en (b), θ_C se mantiene constante y nulo ya que para el aerogenerador WindAid 4.0 las palas se encuentran ancladas y fijas al rotor en su raíz, impidiendo su giro.

Del mismo modo, para obtener la máxima potencia posible de la corriente, es necesario que el parámetro de operación λ se mantenga constante y en su valor óptimo, en este caso $\lambda_{op} = 6.47$, como se aprecia en el gráfico (c).

Este hecho hace que el coeficiente de potencia sea máximo para todo el rango de velocidades incidentes, manteniéndose constante como se puede apreciar en (a).

Por último, para mantener el parámetro de operación λ constante y en su valor óptimo, es necesario modificar la velocidad de rotación del rotor, que según la relación $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$ aumentará linealmente con U_∞ para mantener λ constante y óptimo, como se observa en (d).

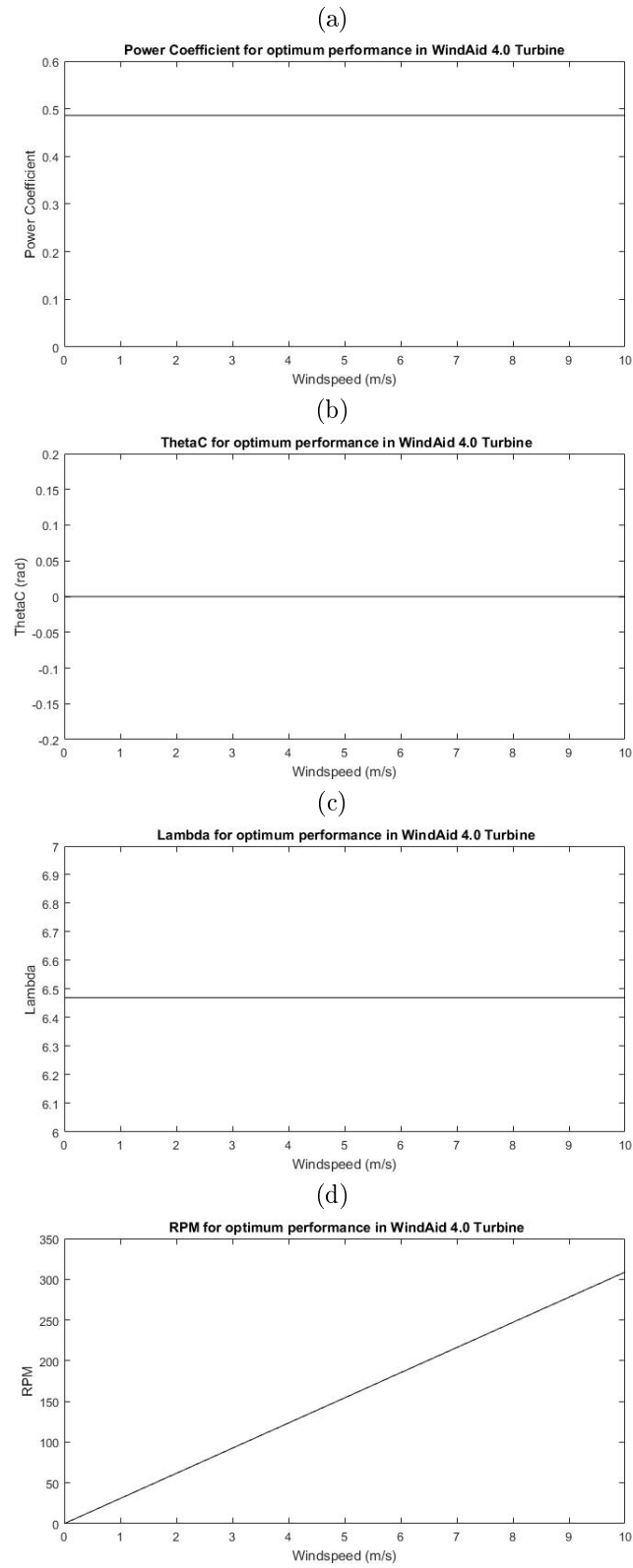


Figura 5.24: Parámetros del aerogenerador WindAid 4.0 para un funcionamiento en condiciones óptimas en función de la velocidad de viento: C_P (a), θ_C (b), λ (c), y RPM (d)

De forma análoga es posible obtener la curva de potencia generada en función de la velocidad de la corriente incidente para el aerogenerador WindAid 1.7 cuando éste trabaja en condiciones óptimas, es decir, a un $\lambda_{\text{óptimo}}$ y constante $\lambda_{\text{op}} = 6,49$, teniendo en cuenta que el ángulo de paso de control en la raíz se encuentra fijado por el diseño en $\theta_C = 0$.

Ésta curva aparece representada en la figura 5.25, para la obtención de la cual se han considerado las mismas hipótesis que en el caso anterior para el aerogenerador WindAid 4.0 y un rendimiento del sistema de $\eta = \eta_m \eta_g = 0.8$ igualmente. En este caso podemos observar que la potencia máxima nominal para la que está diseñado el aerogenerador WindAid 1.7, 500 W, se alcanza ligeramente antes de la velocidad nominal de viento indicada en las especificaciones de diseño proporcionadas por WindAid Institute, 10 m/s.

En la figura 5.26 se pueden observar la evolución del resto de parámetros de operación del aerogenerador con la velocidad incidente para mantener el funcionamiento en condiciones óptimas, siguiendo la misma tendencia que la descrita para el caso del aerogenerador WindAid 4.0.

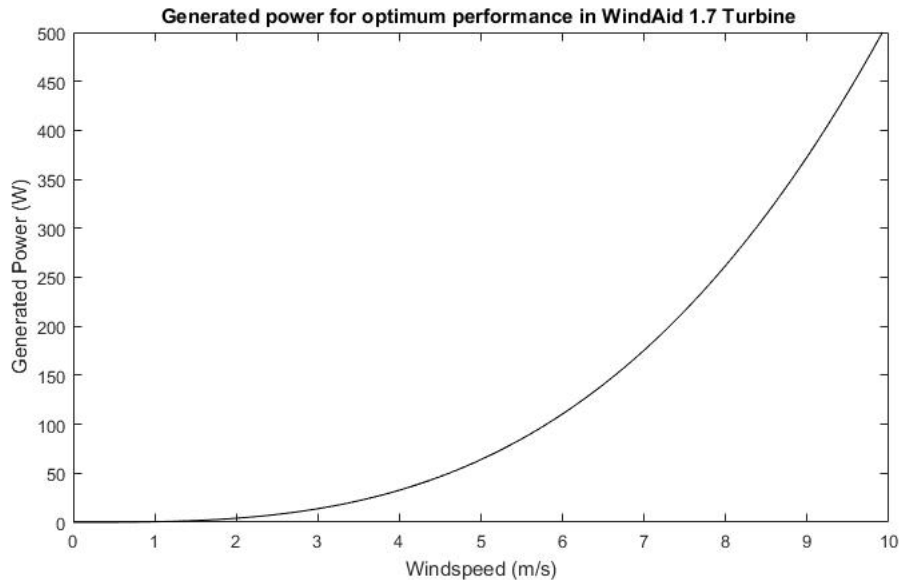


Figura 5.25: Potencia generada del modelo WindAid 1.7 en función de la velocidad de viento para un parámetro de operación óptimo y constante $\lambda_{\text{op}} = 6,49$.

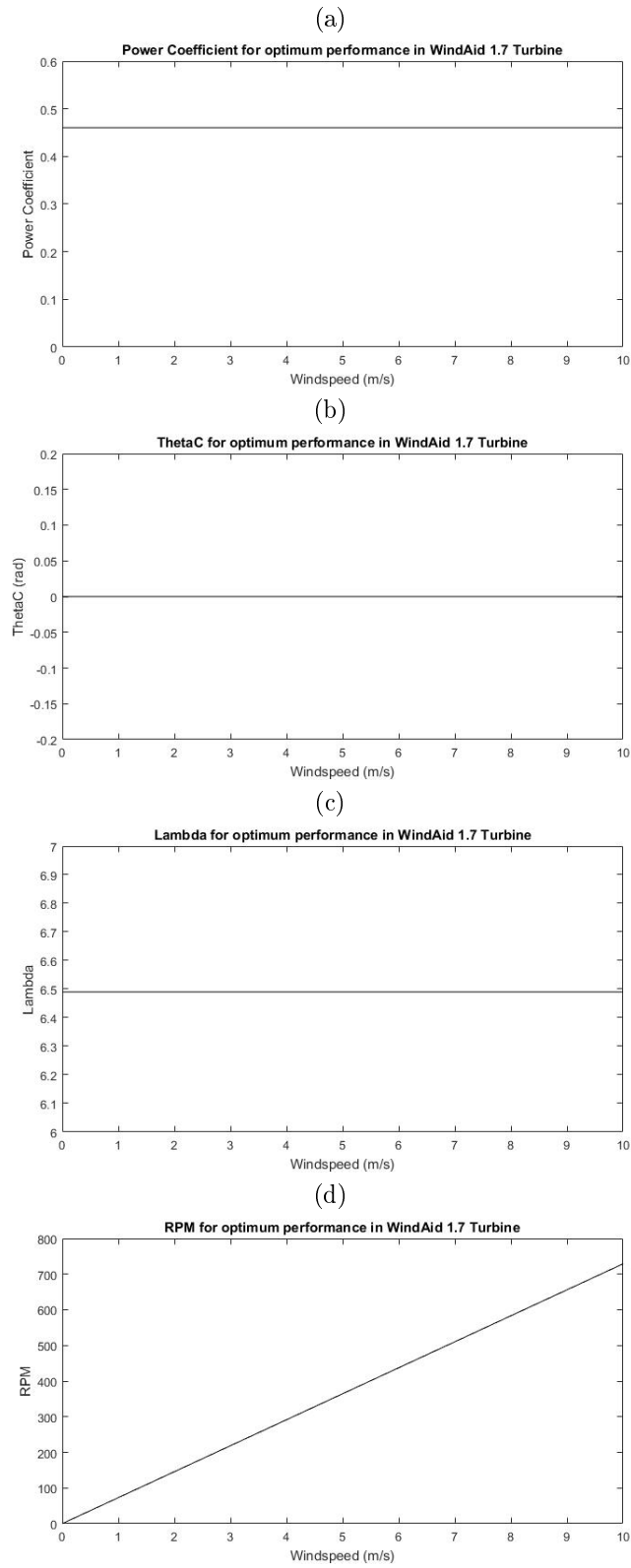


Figura 5.26: Parámetros del aerogenerador WindAid 1.7 para un funcionamiento en condiciones óptimas en función de la velocidad de viento: C_P (a), θ_C (b), λ (c), y RPM (d)

Una vez alcanzado el régimen nominal de máxima potencia para el que está diseñado un aerogenerador, es necesario regular la potencia que éste extrae de la corriente con el fin de evitar posibles daños al sistema. Para ello existen varios mecanismos o procedimientos:

- **Sistemas de control activo:** Para evitar que la potencia extraída por el aerogenerador supere la potencia nominal establecida para velocidades superiores a la nominal, es necesario degradar su comportamiento aerodinámico. Esto implica reducir el C_P con el que opera el aerogenerador de forma proporcional al aumento del término de la velocidad de la corriente incidente, U_∞^3 , considerando el resto de parámetros constantes, para mantener así la potencia generada en su valor nominal, $P_{gen} = P_{nom}$, según la ecuación 5.54. Este efecto se puede obtener con la modificación de cualquiera de los dos parámetros de operación del aerogenerador, bien modificando la velocidad de revolución Ω del aerogenerador (y por tanto modificando el parámetro de operación λ para una velocidad de viento dada), o bien modificando el ángulo de paso de control en la raíz de la pala, θ_C . El criterio que habitualmente se utiliza para acometer este procedimiento es el mantenimiento de la velocidad de revolución Ω en su valor nominal, con el fin de evitar posibles problemas estructurales por cargas excesivas con velocidades de revolución demasiado elevadas para velocidades de viento superiores a la nominal. Esto implica que, según la relación $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$, el parámetro de operación se verá reducido conforme la velocidad de viento supera la velocidad nominal, al mantenerse la velocidad de revolución constante y por tanto alejándose del punto óptimo de funcionamiento λ_{op} en el que se encontraba hasta alcanzar el régimen nominal. Esto se traduce en una degradación del coeficiente de potencia, que compensa así el término de potencia generada debido al aumento de la velocidad incidente.

Para lograr esto, habiendo fijado uno de los dos parámetros de operación del sistema, λ , a través de Ω , para cada velocidad de viento superior a la nominal, es necesario actuar sobre el parámetro restante, θ_C , para conseguir la degradación del comportamiento aerodinámico del aerogenerador. Para ello, y puesto que hasta alcanzar el régimen nominal el aerogenerador opera en su punto óptimo λ_{op} , $\theta_{C_{op}}$, basta con aumentar o reducir apropiadamente el C_P para obtener una degradación del comportamiento aerodinámico, como se ha podido ver en las figuras 5.16 y 5.20. Las técnicas basadas en el aumento del θ_C por encima de su valor óptimo reciben el nombre de «pitch control», mientras que las que reducen el θ_C por debajo de este valor se denominan de «pérdida activa». Ambas presentan

sus ventajas e inconvenientes, pero generalmente son más utilizadas las técnicas «pitch control» por las inestabilidades que puede causar inducir la entrada en pérdida de los perfiles de las palas del aerogenerador con las técnicas de «pérdida activa».

- Sistemas de control pasivo: Para sistemas que no cuentan con la posibilidad de un control activo de los parámetros de operación del aerogenerador, existen varias posibilidades para conseguir una degradación de la potencia generada para que ésta no supere su valor nominal con velocidades de viento demasiado elevadas.

Una de ellas es la denominada reducción del área de captación o «furling», que consiste en reducir el área de captación o área del rotor en posición perpendicular a la corriente de aire incidente cuando la velocidad supera cierto valor crítico o de corte. Al incidir el viento sobre el rotor se genera sobre éste una fuerza en la dirección y sentido de la corriente de aire. Si el eje del rotor, lugar donde se aplica esta fuerza, no pertenece al plano vertical que contiene al eje de la torre, donde gira el conjunto nacelle-rotor según la dirección del viento, se producirá un momento que desalineará al rotor respecto a la dirección del viento. Si este giro está limitado mediante un resorte calibrado unido por un lado al rotor y por el otro a la estructura de la cola del molino se logra que solamente cuando existan corrientes de aire a velocidades superiores a la nominal se presente la esta desalineación, sistema denominado como «furling».

Otra posibilidad es la denominada entrega en pérdida o «stall», que para un ángulo de paso θ_C fijo, cuenta con una pala con un diseño y una torsión geométrica tal que a partir de ciertas velocidades, cercanas a la nominal, producen una entrada en pérdida progresiva de los perfiles de las distintas secciones de la pala, reduciendo así sus propiedades aerodinámicas y degradando el C_P global del aerogenerador. En este caso es importante que la distribución de torsión geométrica de la pala sea tal que las diferentes secciones no entren en pérdida simultáneamente ya que de lo contrario sus efectos serían demasiado abruptos. Así se provoca, que superada la velocidad crítica una separación de la capa límite ocurre de forma paulatina a lo largo del eje de la pala, con la degradación correspondiente del C_P .

6. Optimización aerodinámica del rotor

6.1. Proceso de optimización: Fundamento teórico

El proceso de optimización del rotor de un aerogenerador consiste en determinar, para un número de palas b dado, el valor óptimo del parámetro de operación λ_{op} que da lugar a un valor máximo del máximo coeficiente de potencia $C_{P_{max}}$, es decir, $C_{P_{max_{max}}}$ al tiempo que se obtienen las leyes radiales óptimas de solidez $\sigma(x)$, y paso $\theta(x)$ (por lo tanto paso de control θ_C y ley de torsión geométrica $\theta_G(x)$).

Para ello, resolveremos el proceso de optimización descrito a continuación para diferentes valores de λ hasta obtener el que nos proporciona el máximo entre los coeficientes de potencia máximos para cada curva, $C_{P_{max_{max}}}$, siendo este valor λ_{op} .

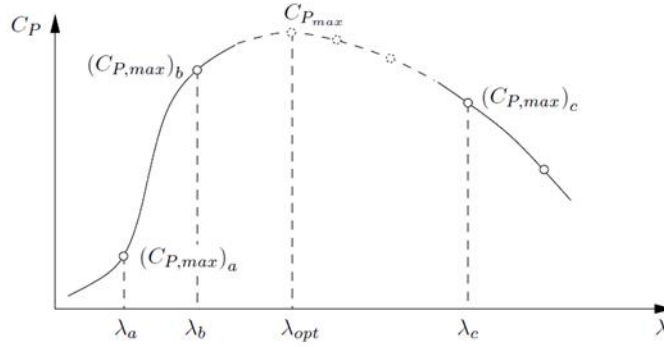


Figura 6.1: Optimización del parámetro de funcionamiento para alcanzar coeficiente de potencia máximo de los máximos $C_{P_{max}}$.

El problema de optimización está basado en la combinación de la Teoría del Elemento de Pala con la Teoría de Cantidad de Movimiento, y corregido por una función de pérdida de sustentación en raíz y punta de pala, como se ha descrito anteriormente en la sección 5.1.

Desde un punto de vista matemático el problema de optimización se aborda en cada sección aerodinámica x para un λ dado, obteniéndose para estas condiciones los valores de $\sigma(x)$ y de paso $\theta(x)$, tales que maximizan el coeficiente de potencia por unidad de envergadura, $\frac{dC_P}{dx}$.

Teniendo en cuenta la teoría de la TCM expuesta en la sección 5.1, la función a optimizar será:

$$\frac{dC_P}{dx} = 8\lambda^2 x^3 (1 - a) a' \quad (6.1)$$

Esta expresión está sujeta a las restricciones anteriormente obtenidas de la combinación de la TCM y la TEP con el modelo de pérdidas de Prandtl:

$$F_{dC_T}(a, a', f) = x(1-a)a - \frac{\sigma}{8} \left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 [C_l(\alpha) \cos \phi + C_d(\alpha) \sin \phi] = 0 \quad (6.2)$$

$$F_{dC_Q}(a, a', f) = x^2 \lambda (1-a)a' - \frac{\sigma}{8} \left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 [C_l(\alpha) \sin \phi + C_d(\alpha) \cos \phi] = 0 \quad (6.3)$$

$$F_f(a, a', f) = f - \left(\frac{2}{\pi} \right)^2 \arccos \left[-\frac{b}{2} \frac{R-r}{r} \frac{1}{\sin \phi} \right] \arccos \left[-\frac{b}{2} \frac{r-r_R}{r} \frac{1}{\sin \phi} \right] = 0 \quad (6.4)$$

Donde,

$$\alpha = \phi - \theta \quad (6.5)$$

$$\left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 = [U_\infty^2 (1 - \frac{a}{f})^2 + x^2 \lambda^2 (1 - \frac{a'}{f})^2] \quad (6.6)$$

$$\phi = \arctan \frac{(1 - \frac{a}{f})}{\lambda x (1 - \frac{a'}{f})} \quad (6.7)$$

Observar que en las restricciones se ha optado por la expresión 6.2, correspondiente a la ecuación 5.41, en vez de utilizar la expresión 5.47. Se asume así que los valores $a(x)$ obtenidos a partir de la condición óptima son inferiores al valor crítico $a \leq a_T \approx 0,3262$. Como veremos posteriormente, esto no es completamente cierto, puesto que los valores $a(x)$ obtenidos se encuentran en torno a 0,33, pero el efecto de la corrección de Lissaman se considera despreciable en este caso.

Combinando las ecuaciones 6.2 y 6.3 para eliminar $\sigma(x)$, se pueden reducir ambas ecuaciones a una única restricción:

$$a(k \sin \phi - \cos \phi) - x \lambda a' (k \cos \phi + k \sin \phi) = 0 \quad (6.8)$$

donde $k = \frac{Cl}{Cd}$ es la eficiencia aerodinámica de la sección considerada.

Por lo tanto, el problema de optimización queda reducido a maximizar la expresión 6.1 sujeta a las restricciones 6.4 y 6.8.

La resolución de este problema de optimización se lleva a cabo mediante el

método de los multiplicadores de Lagrange (m_1 y m_2), definiendo para ello las funciones g_1 y g_2 a partir de las mencionadas restricciones.

Se construye así la función objetivo a optimizar F :

$$F(a, a', f, \alpha, m_1, m_2, \lambda, x) = \frac{dC_P}{dx} + m_1 g_1 + m_2 g_2 \quad (6.9)$$

Para maximizar la función F es necesario resolver el sistema de ecuaciones:

$$\frac{\partial F}{\partial a} = 0 \quad (6.10)$$

$$\frac{\partial F}{\partial a'} = 0 \quad (6.11)$$

$$\frac{\partial F}{\partial f} = 0 \quad (6.12)$$

$$\frac{\partial F}{\partial \alpha} = 0 \quad (6.13)$$

$$\frac{\partial F}{\partial m_1} = 0 \quad (6.14)$$

$$\frac{\partial F}{\partial m_2} = 0 \quad (6.15)$$

De la ecuación 6.13 se obtiene la expresión:

$$m_1 \frac{dk}{dx} (a \sin \phi - x \lambda a' \cos \phi) = 0 \quad (6.16)$$

Y para que ésta se anule se tiene que cumplir una de las dos condiciones siguientes:

$$\frac{dk}{dx} = 0 \quad (6.17)$$

$$a \sin \phi - x \lambda a' \cos \phi = 0 \quad (6.18)$$

Para que la condición 6.18 se cumpla, se demuestra que se trabaja con un perfil con $c_d = 0$. Dado que físicamente siempre existe resistencia aerodinámica, se tiene que esta condición nunca se cumple.

Por tanto, para anular 6.16 se debe cumplir que $\frac{dk}{dx} = 0$.

Físicamente esta condición significa que todas las secciones aerodinámicas han de funcionar con su eficiencia aerodinámica máxima, y por tanto con ángulo de ataque óptimo, ambos constantes a lo largo de la envergadura si el perfil es

el mismo y se desprecia la variación de los coeficientes aerodinámicos con el número de Reynolds.

Tenemos entonces que $\alpha = \alpha_{op}$ tal que $k = k_{max}$.

Asumiendo que el ángulo de paso en la raíz θ_C es nulo, y que por tanto todo el ángulo de paso es de carácter geométrico, la distribución de éste a lo largo de la envergadura será: $\theta_G(x) = \phi(x) - \alpha_{op}$.

Conocido esto, es posible obtener las distribuciones de solidez $\sigma(x)$ y torsión geométrica $\theta_G(x)$ óptimas mediante la resolución de un problema de multiplicadores de Lagrange similar, para un λ dado.

Para cada parámetro de funcionamiento λ_i , a se obtiene una pala óptima, $\sigma_i(x)$ y $\theta_{G_i}(x)$ con un coeficiente de potencia máximo, $C_{P_{max_i}}$.

Optimizar el parámetro de funcionamiento para el coeficiente de potencia máximo de los máximos consiste en buscar el parámetro de funcionamiento λ_{op} que maximiza el coeficiente de potencia, $C_{P_{max_{max}}}$.

6.2. Obtención de la geometría de la Pala Óptima

Optimización del Aerogenerador WindAid 1.7

Siguiendo el proceso de optimización descrito en el apartado 6.1, y una vez definidas las curvas de C_P para diferentes valores del parámetro de operación λ , se busca el parámetro óptimo λ_{op} que proporcione el $C_{Pmax_{max}}$.

Los resultados del proceso de optimización para el caso del aerogenerador WindAid 1.7, que cuenta con el mismo perfil aerodinámico NACA 4415, cuyas características se han descrito en la sección 5.2, a lo largo de toda la envergadura de la pala, se muestran en el cuadro 6.1:

$C_{Pmax_{max}}$	λ_{op}	$\theta_{C_{op}}$
0.4641	7.3343	0^0

Cuadro 6.1: Resultados de la optimización aerodinámica del C_P del rotor WindAid 1.7

En primer lugar se puede observar que el $C_{Pmax_{max}}$ obtenido mediante el proceso de optimización está dentro del rango admisible al estar por debajo del máximo establecido por el límite de Betz, para el cual $C_{P_{max}} = \frac{16}{27} = 0.5926$, tal y como se ha demostrado en la sección 5.1.

También conviene resaltar el hecho de que el ángulo de paso de control θ_C óptimo para el cual se obtiene el $C_{Pmax_{max}}$ es 0^0 . Esto se debe a que a que el el proceso de optimización se ha asumido que la distribución de ángulo de paso óptima, $\theta(x) = \theta_G(x) + \theta_C$, está únicamente compuesta por la componente geométrica, asignando el valor $\theta_C = 0$ por comodidad. Esto dará lugar a que la distribución óptima de $\theta(x)$ que da lugar al $C_{Pmax_{max}}$ para el parámetro λ_{op} coincida con la distribución de ángulo geométrica $\theta_G(x)$ para el mismo caso.

En las figuras 6.2 y 6.3 se representan las leyes óptimas de solidez (en forma de cuerda adimensional $\sigma(x) = \frac{bc}{\pi R} = c_{ad}(x)\frac{b}{\pi}$) y de ángulo de paso $\theta(x)$, en este caso coincidente con la torsión geométrica $\theta_G(x)$, que maximizan el coeficiente de potencia para el parámetro de operación óptimo.

De la misma manera en la figura 6.4 se representa el coeficiente de potencia de la pala óptima del aerogenerador WindAid 1.7 en función del parámetro de operación, donde podemos observar su máximo $C_{Pmax_{max}} = 0,4641$ para un valor de $\lambda_{op} = 7,3343$.

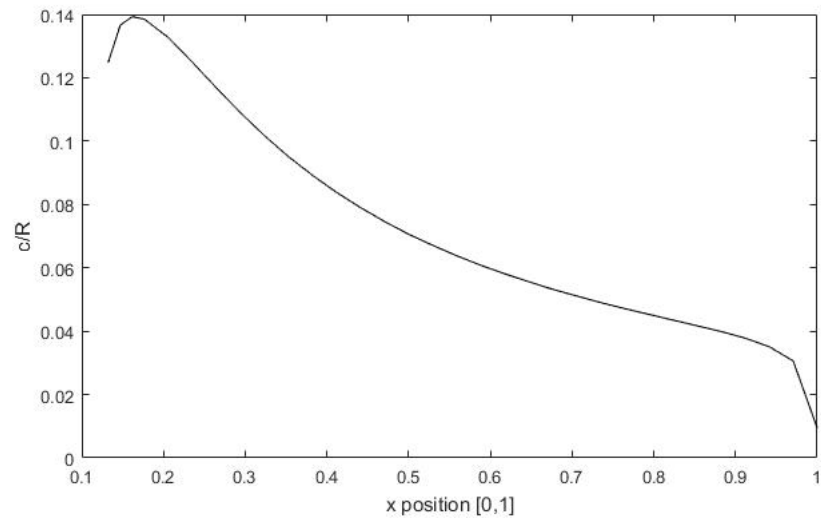


Figura 6.2: Distribución de cuerda adimensional $c_{ad} = \frac{c}{R}$ a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

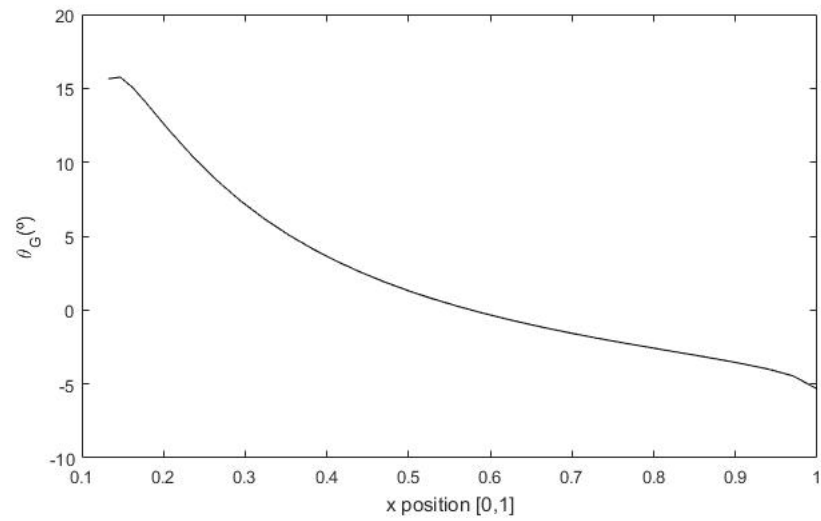


Figura 6.3: Distribución de torsión geométrica a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

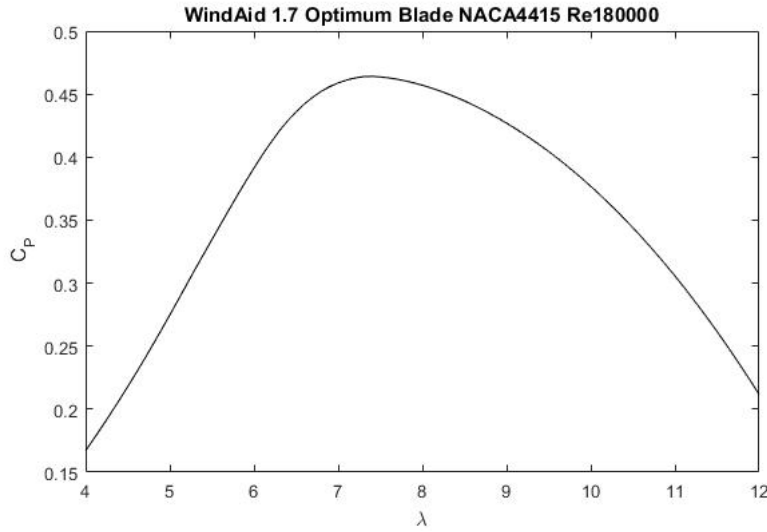


Figura 6.4: Coeficiente de potencia C_P en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

Como resultados adicionales del proceso de optimización, resulta interesante analizar algunos de los parámetros de funcionamiento del aerogenerador optimizado, con el fin de contrastarlos con el modelo teórico expuesto en el apartado 6.1.

Según el proceso de optimización descrito, el cumplimiento de la condición 6.16 para maximizar el coeficiente de potencia implicaba que todas las secciones aerodinámicas tenían de funcionar con su eficiencia aerodinámica máxima, y por tanto con ángulo de ataque óptimo, ambos constantes a lo largo de la envergadura si el perfil es el mismo y despreciamos las variaciones en el número de Reynolds a lo largo de la envergadura.

Como se puede observar en las figuras 6.5, 6.6, 6.7 y 6.12, al estar constituida la pala por un único perfil, el ángulo de ataque en cada sección de la envergadura es constante e igual al óptimo correspondiente para el perfil, en este caso el NACA 4415. Ésto da lugar a una eficiencia aerodinámica máxima y constante a lo largo de toda la envergadura, lo que se traduce en la maximización del coeficiente de potencia, $C_{Pmax_{maz}}$. Como se puede ver las pequeñas perturbaciones mostradas en los valores tanto del ángulo de ataque como de los coeficientes aerodinámicos y en la eficiencia resultan despreciables, fruto del proceso de resolución numérica de las ecuaciones.

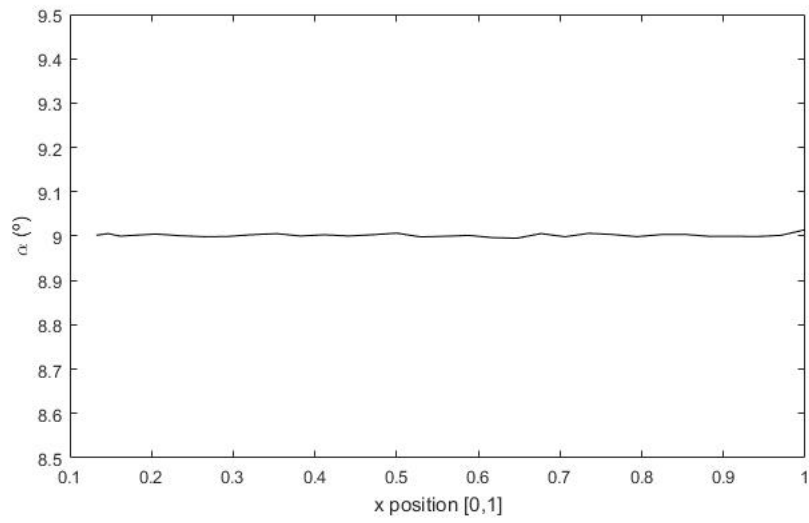


Figura 6.5: Distribución de ángulo de ataque a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

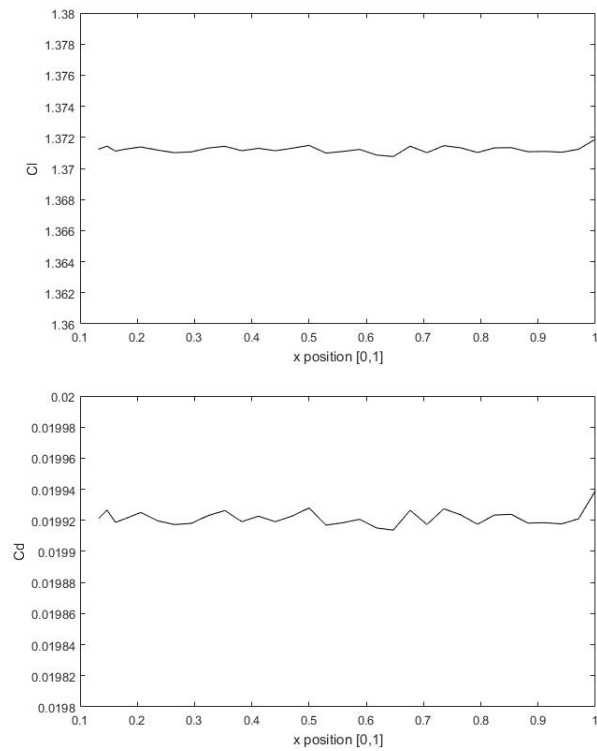


Figura 6.6: Distribución de C_l , C_d a lo largo de la envergadura para obtener $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

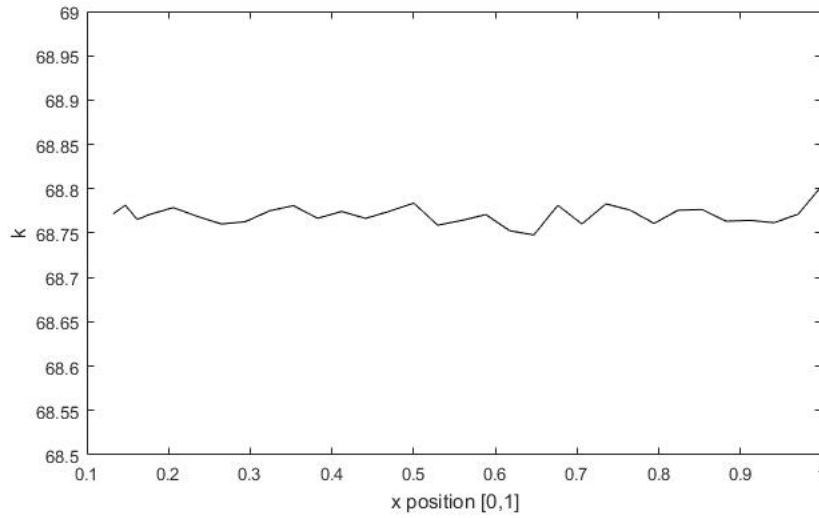


Figura 6.7: Distribución de eficiencia aerodinámica a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

Como se ha podido observar en la figura 6.3, la distribución de ángulo de paso geométrico o torsión geométrica que da lugar al $C_{Pmax_{maz}}$ para λ_{op} es decreciente con la coordenada radial adimensional, x . Esto se debe a que según la definición del ángulo de incidencia ϕ dada en la ecuación 6.7, mientras que la componente velocidad de viento perpendicular al rotor es aproximadamente constante a lo largo de toda la pala, la componente de velocidad tangencial producida por el movimiento de rotación de las palas aumenta con la coordenada radial x , reduciendo así el ángulo de incidencia que experimentan los perfiles conforme éstos se alejan de la raíz, como se puede apreciar en la figura 6.8.

Pero para maximizar el coeficiente de potencia es necesario que todos los perfiles operen a eficiencia máxima, y en su ángulo de ataque óptimo α_{op} , en este caso idéntico al contar únicamente con un único perfil (figura 6.5). Por tanto, y recordando que $\phi = \alpha + \theta$, la distribución del ángulo de paso, en este caso únicamente compuesta por la torsión geométrica $\theta_G(x)$ al haber asumido $\theta_C = 0$, ha de ser efectivamente decreciente con la coordenada radial, tal y como se ha visto en la figura 6.3.

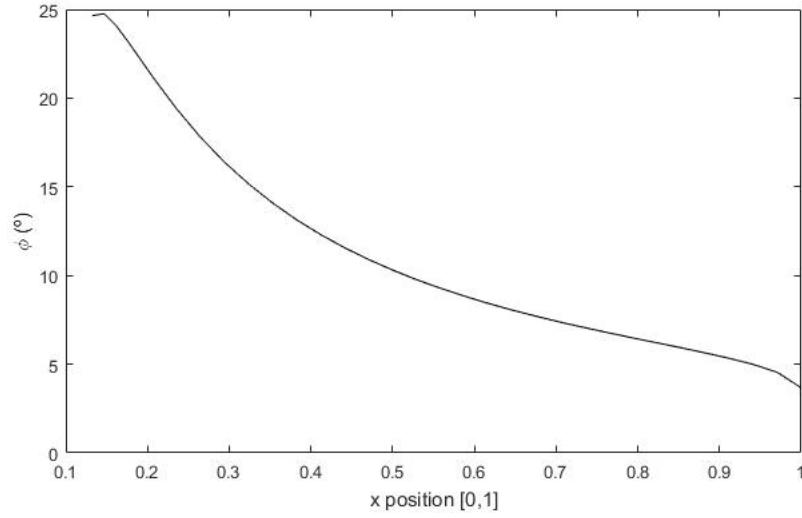


Figura 6.8: Distribución de ángulo de incidencia ϕ a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

Como se ha visto, el $C_{Pmax_{maz}}$ obtenido se encuentra en valores admisibles al estar por debajo del límite de Betz. Según la teoría desarrollada en la sección 5.1, para el caso ideal se cumple que el factor de velocidad inducida axial es $a = \frac{1}{3} = 0,3\hat{3}$.

En la figuras 6.9 y 6.10 se representa la distribución de los coeficientes a y a' con la coordenada radial x para el caso de $C_{Pmax_{maz}}$. Como se puede observar en la figura 6.9, el factor de velocidad inducida axial se mantiene durante la mayor parte de la envergadura muy cercano al valor ideal $a = \frac{1}{3}$, tendiendo a cero en la raíz y en la punta de pala. Físicamente esto significa que la deceleración de la corriente a su paso por el rotor, representada mediante a , se hace nula en éstos puntos, es decir, la corriente fluida no se ve afectada por las palas del rotor, lo cual tiene sentido puesto que fuera del tubo de corriente que atraviesa el rotor la corriente circula libremente. Este resultado estará vinculado a la caída de los coeficientes de potencia, par y tracción en punta de pala, como veremos posteriormente.

Del mismo modo, y teniendo en cuenta la definición del factor de velocidad inducida tangencial $a'(x) = \frac{a(1-a)}{\lambda^2 x^2}$, ésta debería tender a cero conforme nos alejamos de la raíz de la pala, tal y como se puede ver en la figura 6.10.

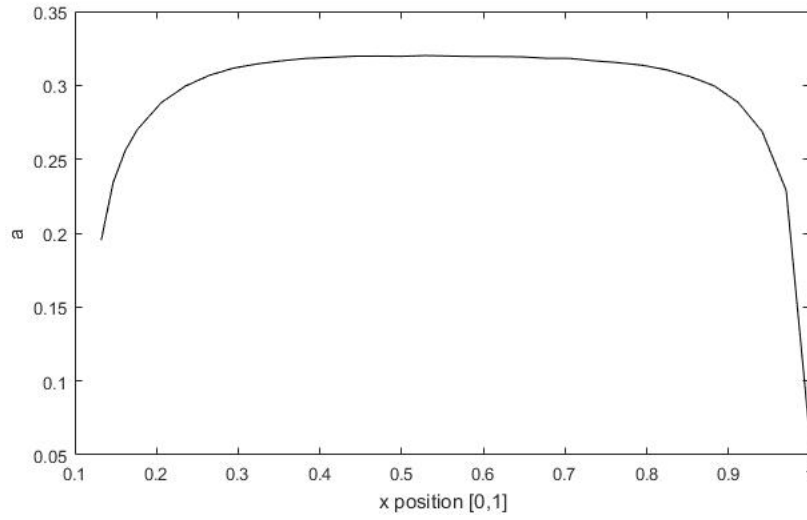


Figura 6.9: Distribución del factor de velocidad inducida axial a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

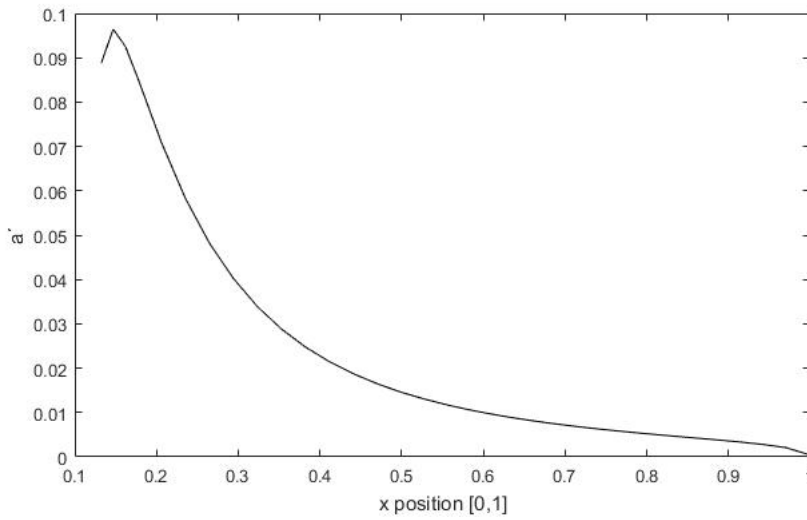


Figura 6.10: Distribución del factor de velocidad inducida tangencial a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

Respecto al factor de pérdidas, se ha definido previamente como una corrección para intentar tener en cuenta fenómenos físicos que provocan un deterioro con respecto al comportamiento aerodinámico ideal y que reducen la potencia extraída de la corriente. Como se puede ver en la figura 6.11, este factor toma valores menores que la unidad en las proximidades de la raíz y de la punta de

pala, como resultado de distintos fenómenos que deterioran el comportamiento de los perfiles en esas zonas (rotación de la estela, torbellinos en punta de pala, etc).

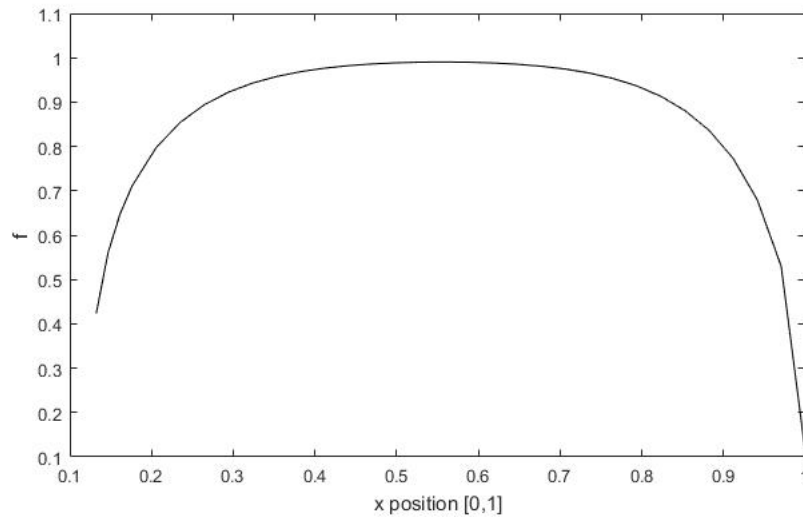


Figura 6.11: Distribución del factor de pérdidas a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

En la figura 6.12 se puede observar la distribución del coeficiente de potencia local a lo largo de la envergadura, y cómo aumenta conforme se aleja de la raíz, siendo los perfiles de la punta de pala los que más energía extraen de la corriente, y donde es fundamental tener el mejor comportamiento aerodinámico posible. Del mismo modo, la brusca caída en las inmediaciones de la punta de pala se debe al efecto del factor de velocidad inducida axial y del factor de pérdidas presentados previamente.

De igual manera en la figura 6.13 se puede observar también la influencia del factor de pérdidas en punta de pala en los coeficientes de tracción y de par.

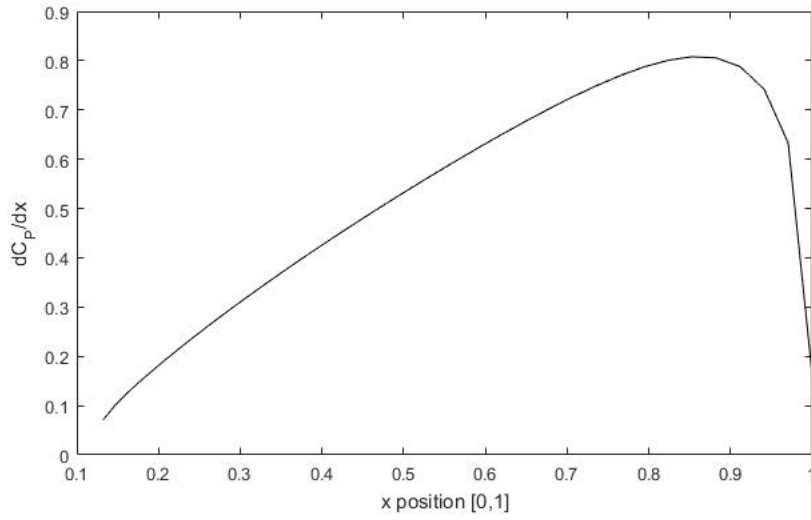


Figura 6.12: Distribución de C_P local a lo largo de la envergadura para obtener $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

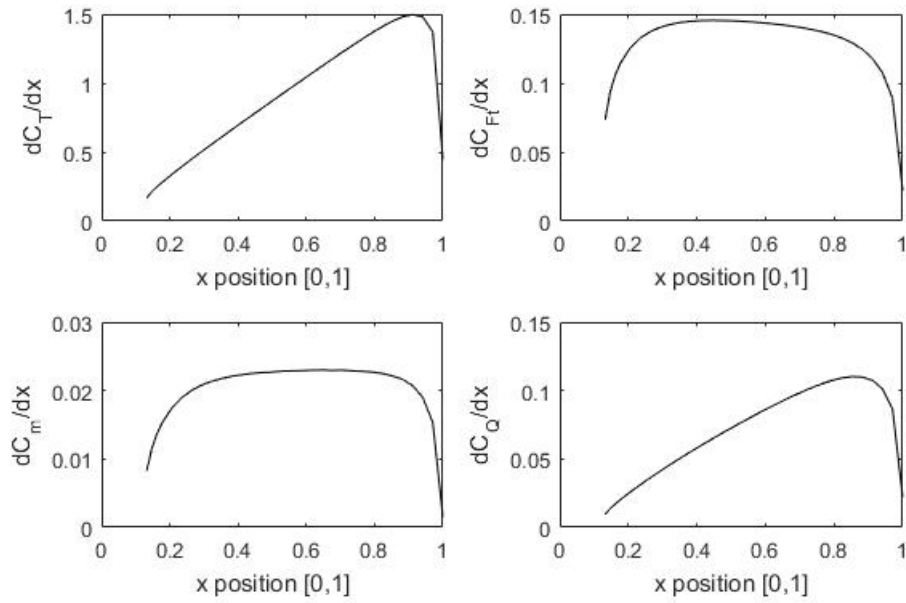


Figura 6.13: Distribución de fuerzas a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

Por último se presentan en las figuras 6.14 y 6.15 las curvas de los coeficientes de par y de tracción en función del parámetro de operación que experimenta el rotor cuando opera en condiciones de $C_{Pmax_{maz}}$.

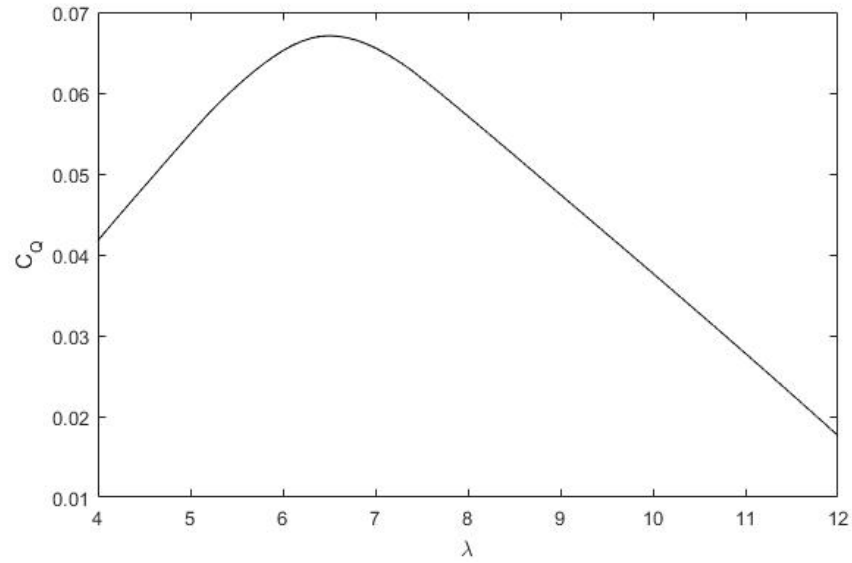


Figura 6.14: Coeficiente de potencia C_Q en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 1.7.

Como se puede ver en la figura 6.14, el coeficiente de par para el caso de $C_{Pmax_{maz}}$ alcanza un valor máximo para un determinado λ , pero sin embargo éste valor no se trata del máximo posible, dado que éste se encuentra en valores de λ y θ_C distintos a los que optimizan el C_P .

En la tabla 6.2 se muestran los valores que optimizan el C_Q del rotor así como su valor máximo de máximos $C_{Qmax_{maz}}$.

$C_{Qmax_{maz}}$	λ_{opQ}	$\theta_{C_{opQ}}$
0.0672	6.3838	0.7792°

Cuadro 6.2: Resultados de la optimización aerodinámica del C_Q del rotor WindAid 1.7

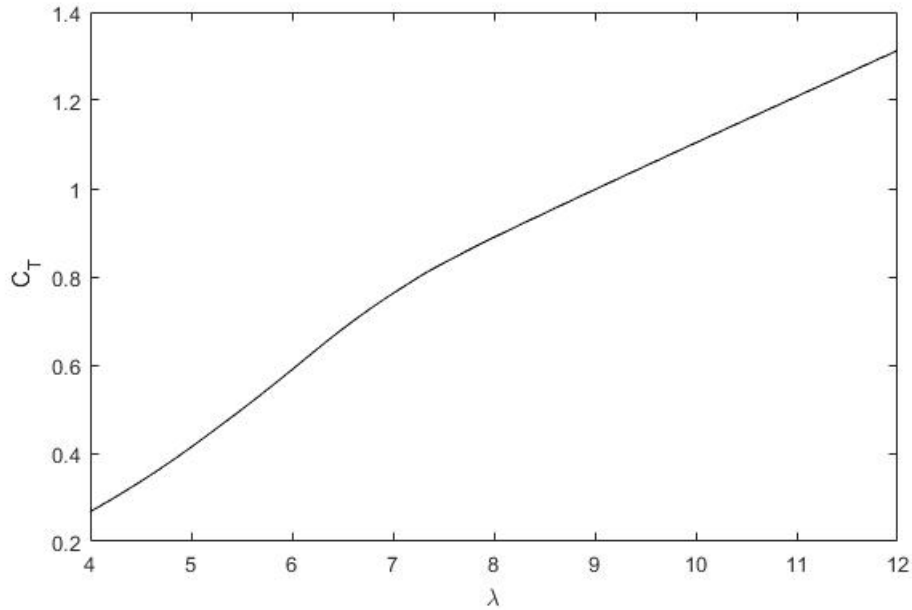


Figura 6.15: Coeficiente de potencia C_T en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{Pmaxmaz}$, WindAid 1.7.

Optimización del Aerogenerador WindAid 4.0

A continuación se presenta el proceso análogo para el caso del aerogenerador WindAid 4.0 de tres palas, mostrándose las distribuciones de cuerda adimensional y torsión geométrica que dan lugar al $C_{Pmaxmaz}$ para el parámetro de operación λ_{op} , así como los valores de éstos y las distribuciones de los distintos parámetros del rotor para el caso $C_{Pmaxmaz}$.

$C_{Pmaxmaz}$	λ_{op}	$\theta_{C_{op}}$
0.4880	7.2197	0°

Cuadro 6.3: Resultados de la optimización aerodinámica del C_P del rotor WindAid 1.7

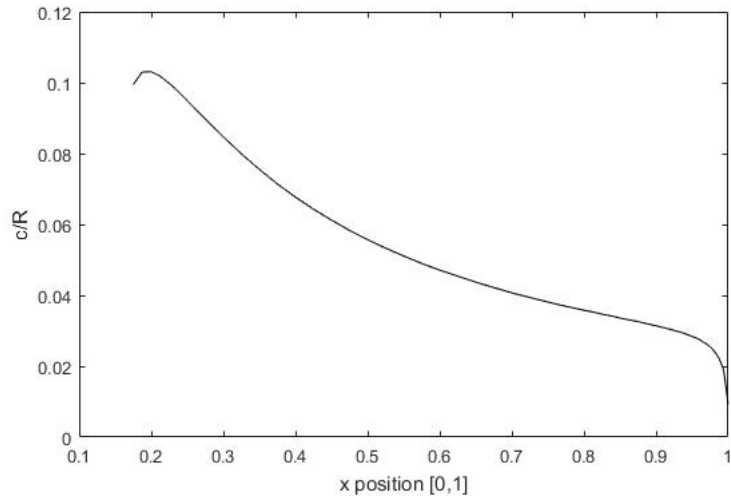


Figura 6.16: Distribución de cuerda adimensional $c_{ad} = \frac{c}{R}$ a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

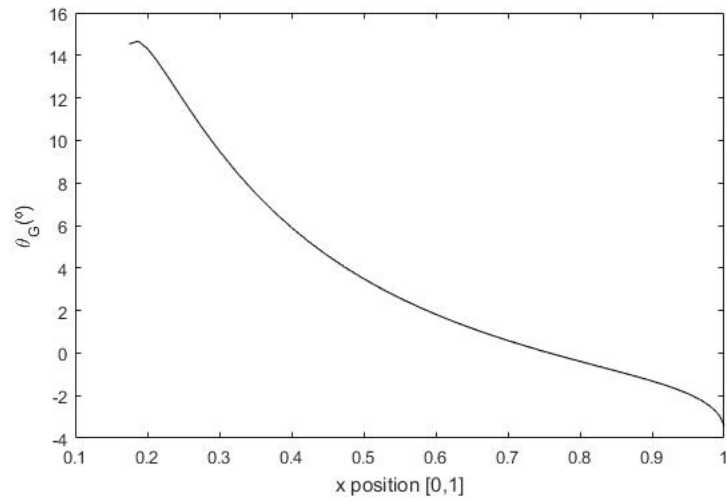


Figura 6.17: Distribución de torsión geométrica a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

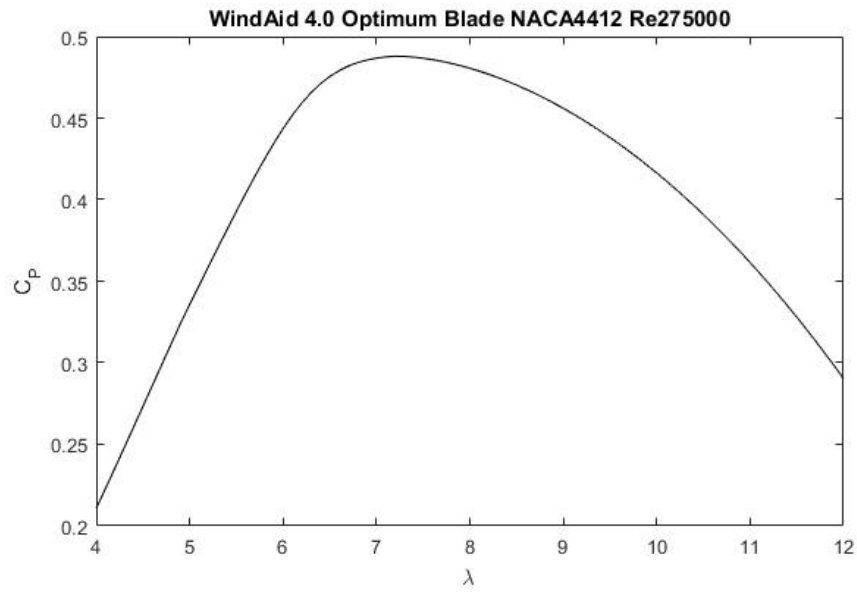


Figura 6.18: Coeficiente de potencia C_P en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 4.0.

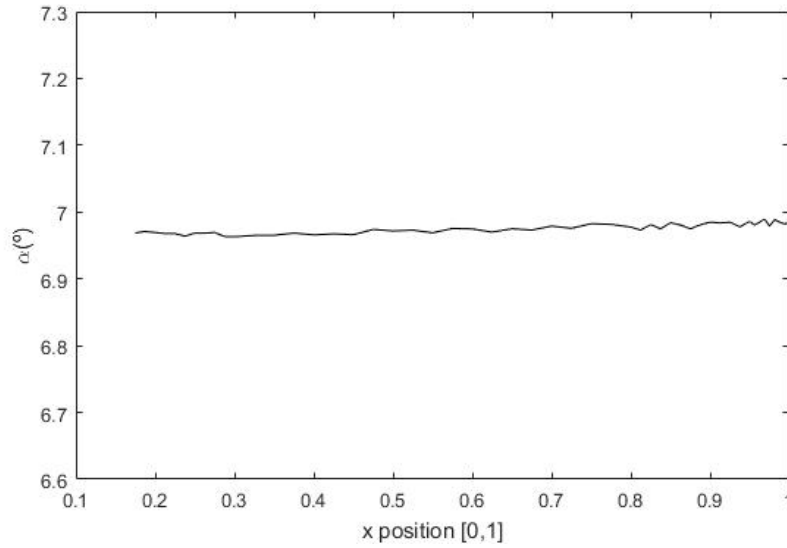


Figura 6.19: Distribución de ángulo de ataque a lo largo de la envergadura para $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 4.0.

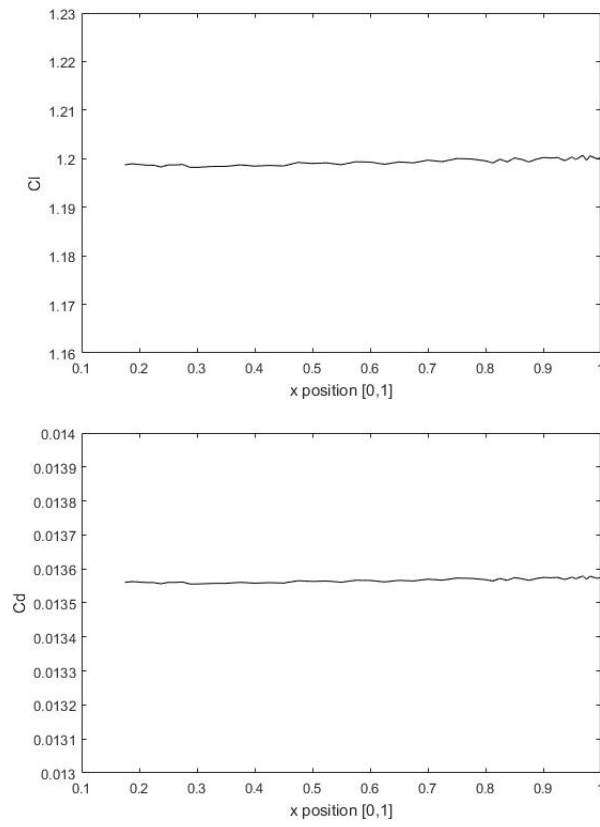


Figura 6.20: Distribución de C_l , C_d a lo largo de la envergadura para obtener $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

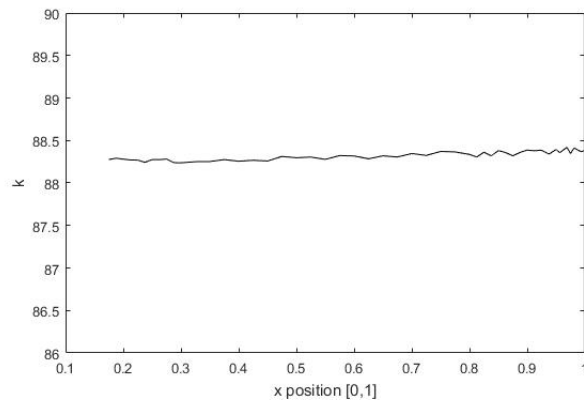


Figura 6.21: Distribución de eficiencia aerodinámica a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

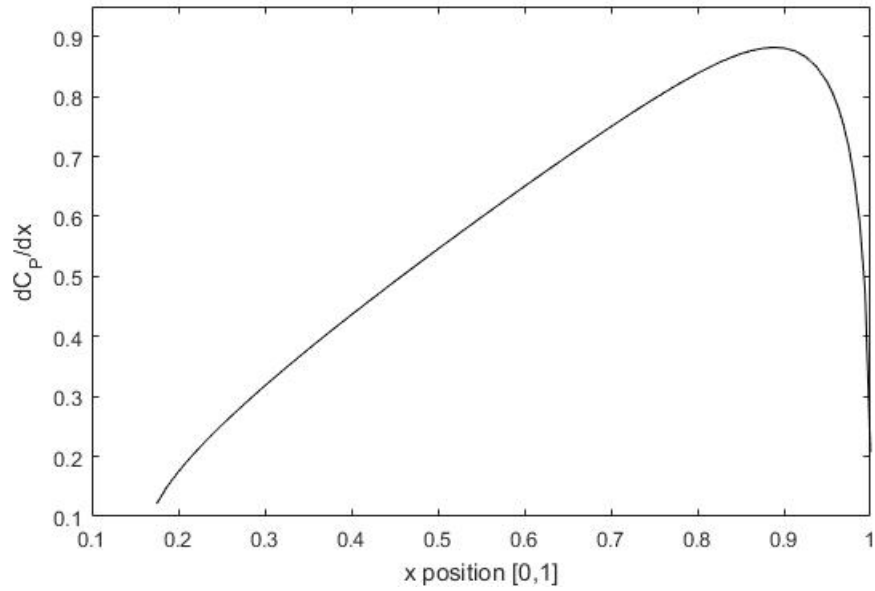


Figura 6.22: Distribución de C_P local a lo largo de la envergadura para obtener $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

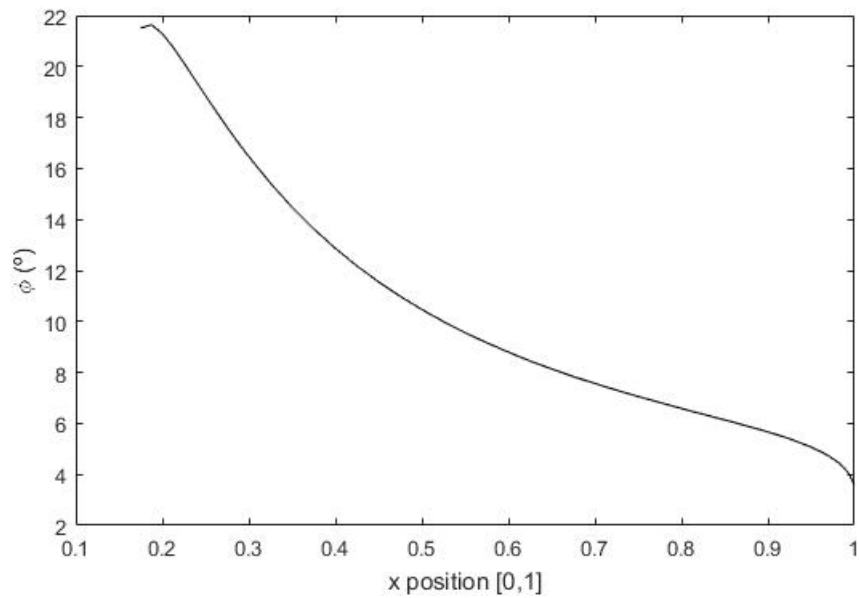


Figura 6.23: Distribución de ángulo de incidencia ϕ a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

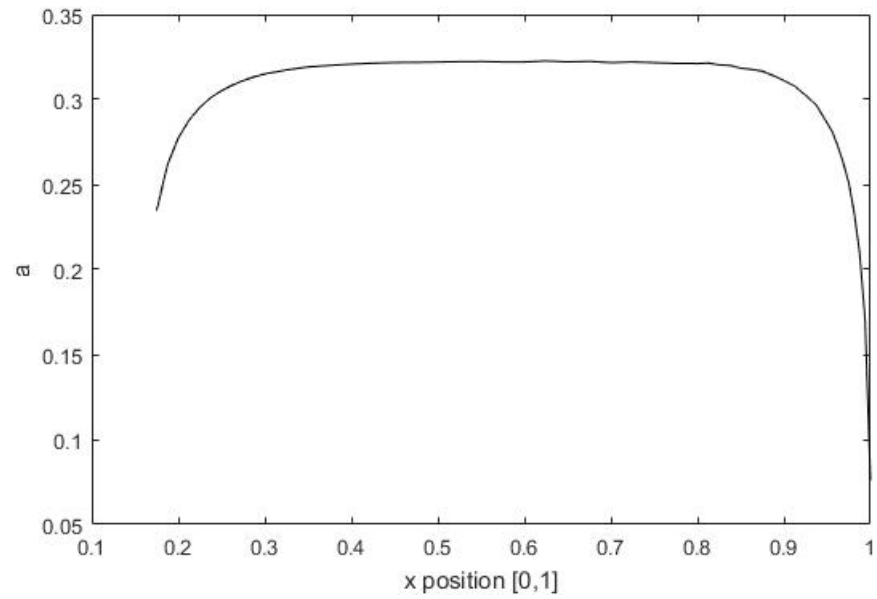


Figura 6.24: Distribución del factor de velocidad inducida axial a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

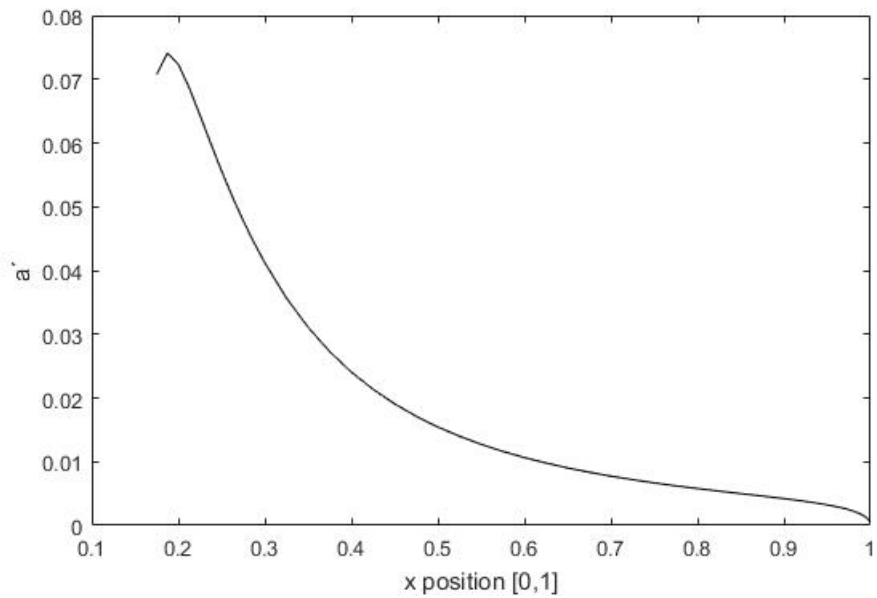


Figura 6.25: Distribución del factor de velocidad inducida tangencial a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

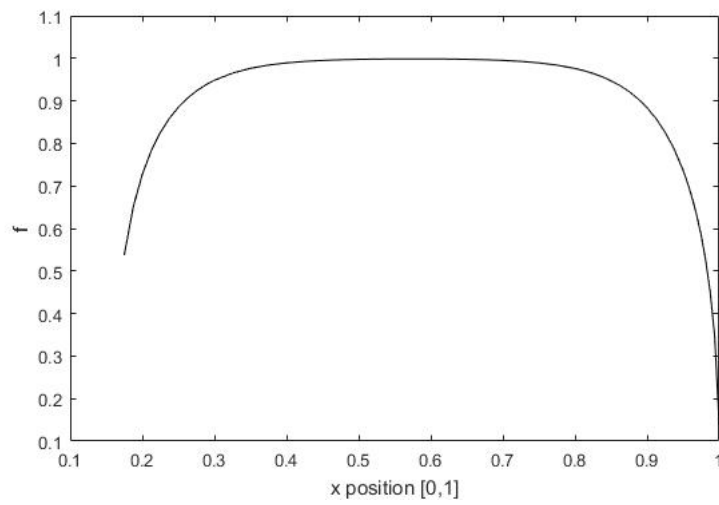


Figura 6.26: Distribución del factor de pérdidas a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

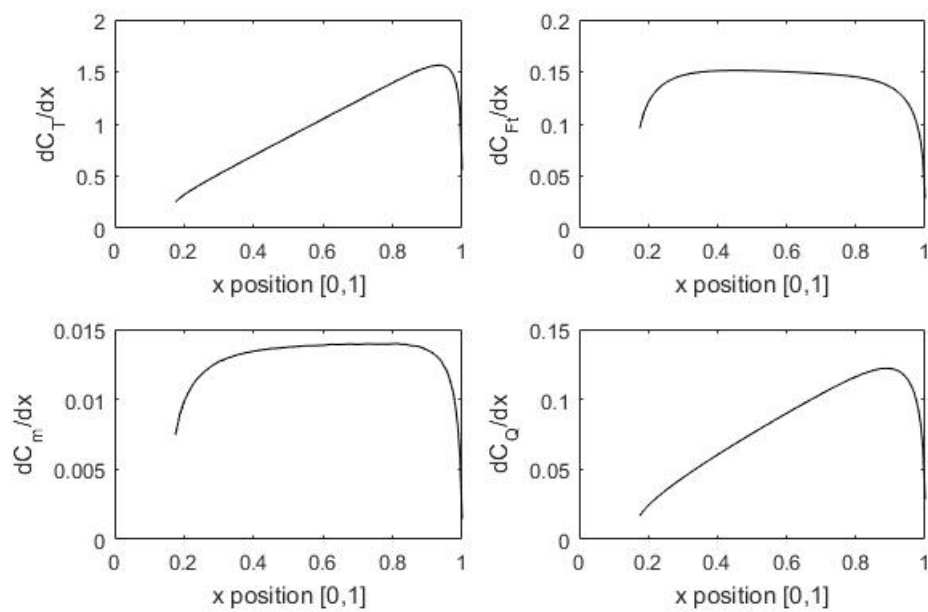


Figura 6.27: Distribución de fuerzas a lo largo de la envergadura para $C_{Pmax_{maz}}$, WindAid 4.0.

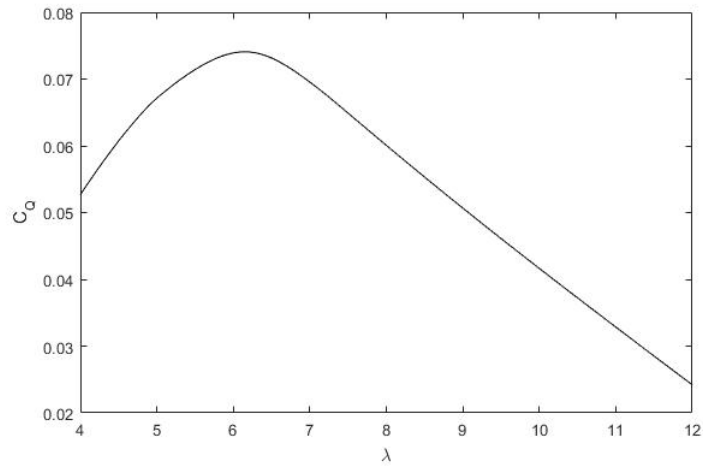


Figura 6.28: Coeficiente de potencia C_Q en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 4.0.

$C_{Q_{max_{maz}}}$	λ_{opQ}	$\theta_{C_{opQ}}$
0.0741	6.088	0.3495°

Cuadro 6.4: Resultados de la optimización aerodinámica del C_Q del rotor WindAid 4.0

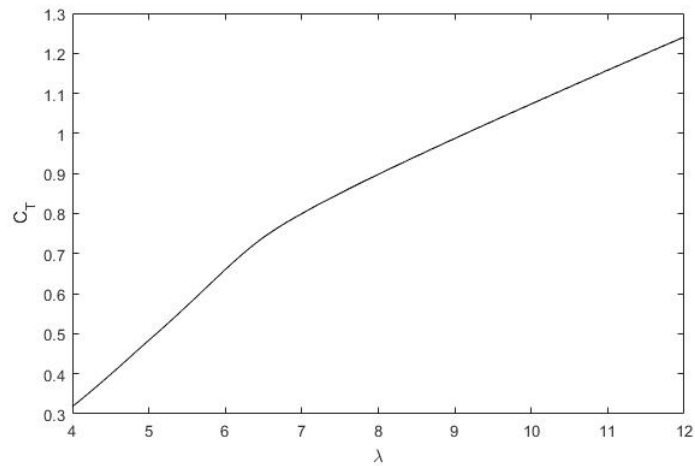


Figura 6.29: Coeficiente de potencia C_T en función del parámetro de operación λ para la pala óptima correspondiente a $C_{P_{max_{maz}}}$, WindAid 4.0.

6.3. Mapas de actuaciones

A continuación se presentan los mapas de actuaciones correspondientes al aerogenerador WindAid 1.7 (figuras 6.30, 6.31, 6.32) y al aerogenerador WindAid 4.0 (figuras 6.33, 6.34, 6.35). En ellos se muestra la evolución de los coeficientes globales C_P , C_Q y C_T del aerogenerador con la variación de los parámetros de operación λ y θ_C .

Los mapas de actuaciones permiten así obtener una visión más amplia de las posibilidades de funcionamiento de un aerogenerador, al incluir la variación con el ángulo de paso de control θ_C , que hasta ahora se había considerado fijo e igual a cero. No obstante, y puesto que la geometría de la pala óptima obtenida ha sido diseñada para maximizar el coeficiente de potencia tomando $\theta_C = 0$, el valor máximo del coeficiente de potencia $C_{P_{max_{maz}}}$ se encontrará para los valores λ_{op} y $\theta_C = 0$, tal y como se puede observar en las figuras 6.30 y 6.33.

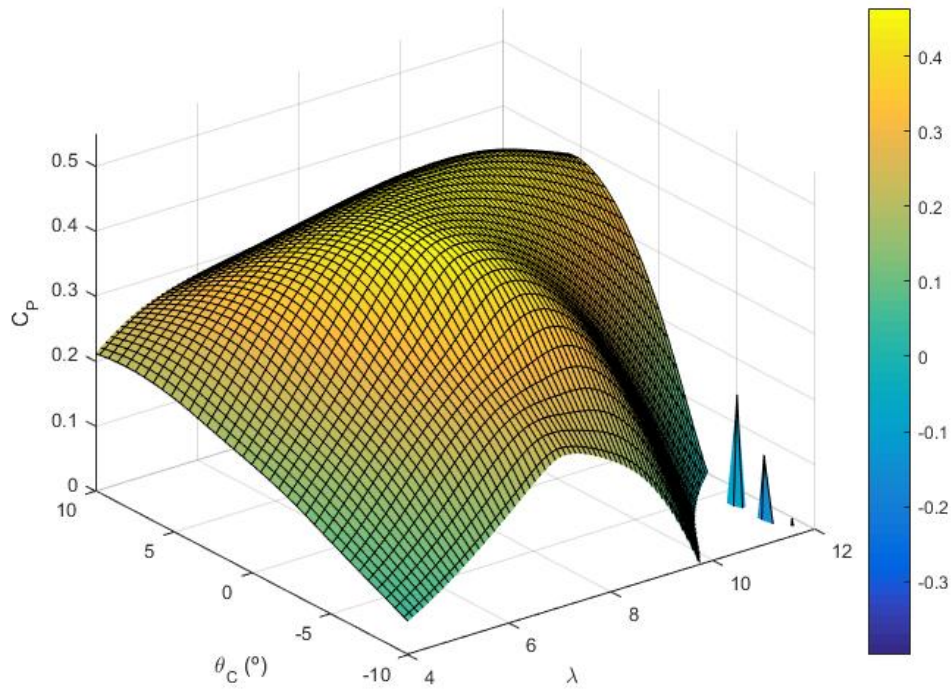


Figura 6.30: Coeficiente de potencia C_P en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 1.7.

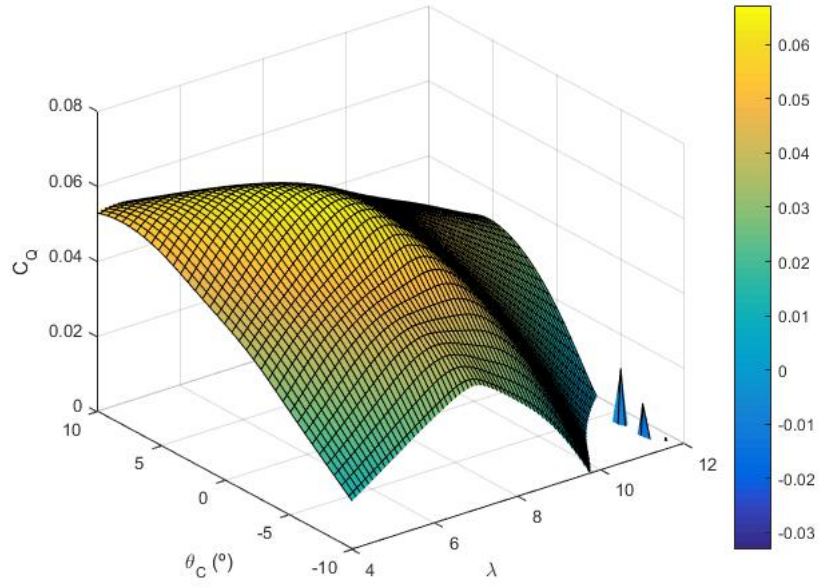


Figura 6.31: Coeficiente de par C_Q en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 1.7.

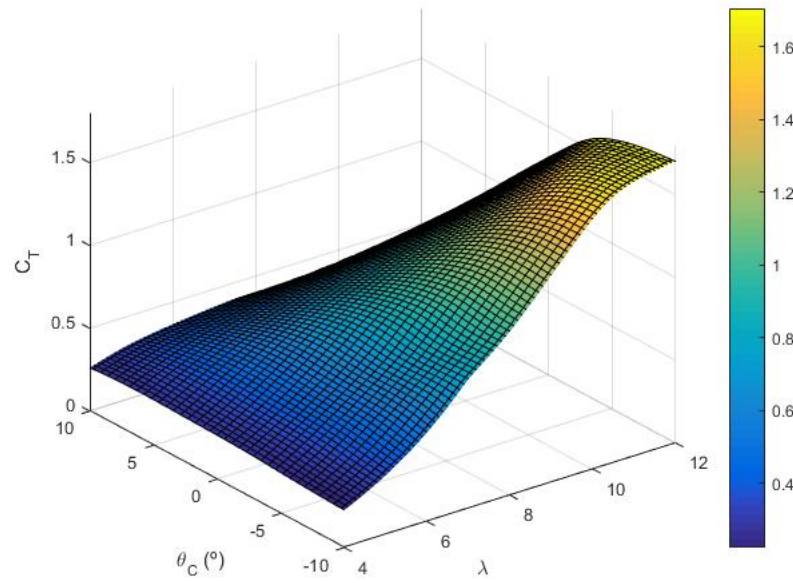


Figura 6.32: Coeficiente de tracción C_T en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 1.7.

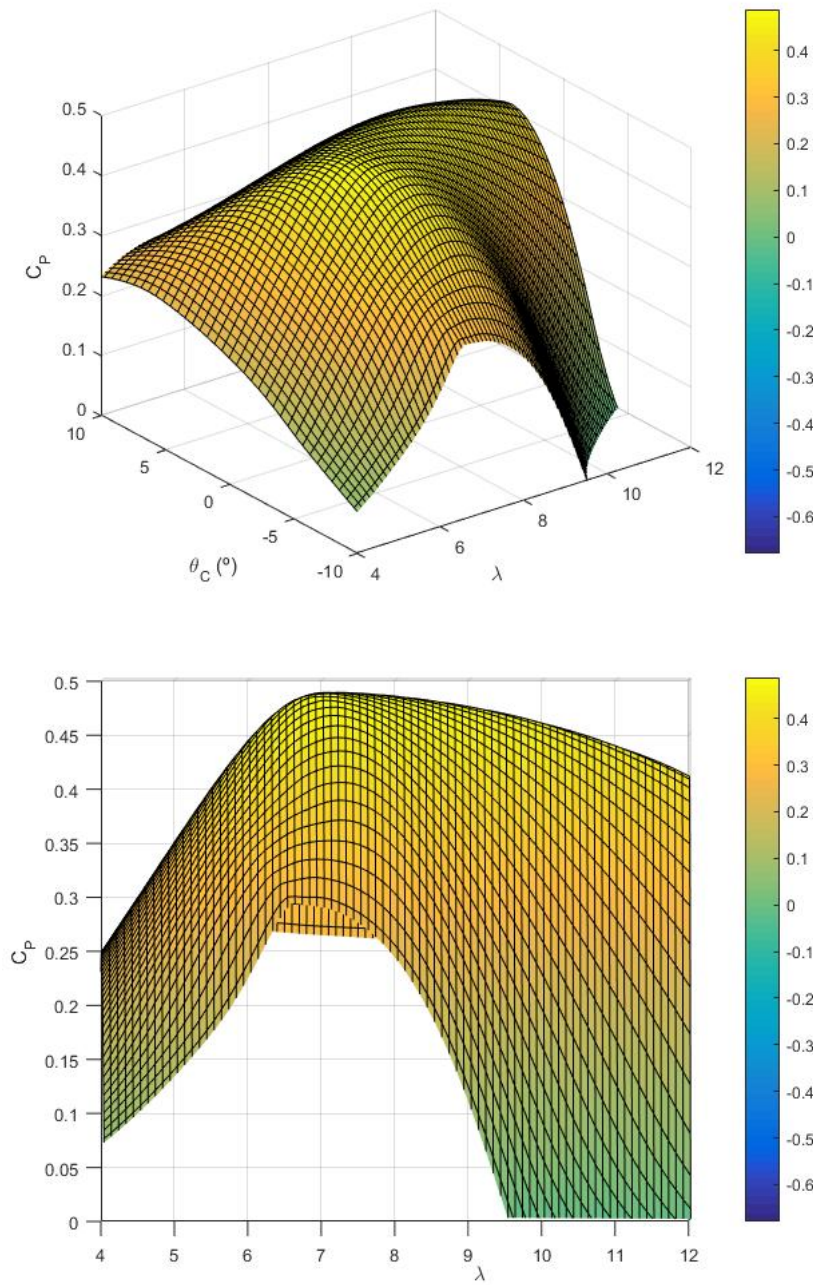


Figura 6.33: Coeficiente de potencia C_P en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 4.0.

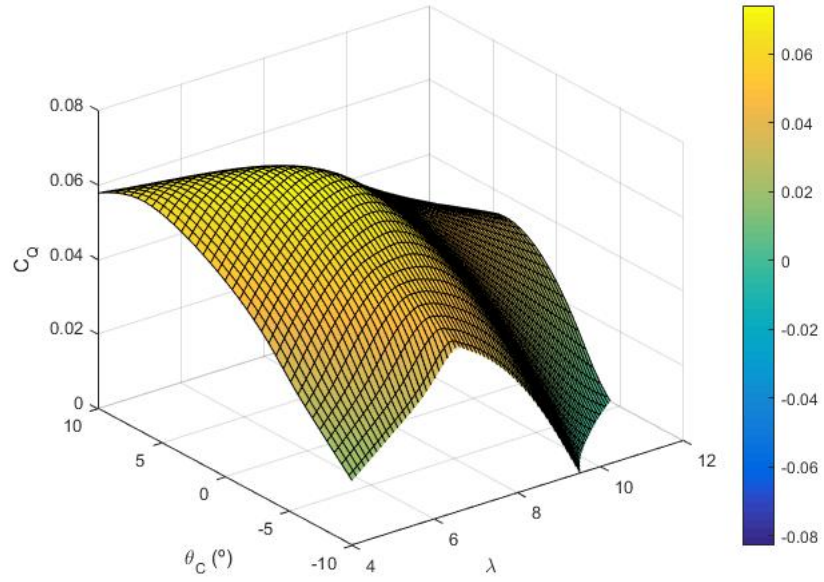


Figura 6.34: Coeficiente de par C_Q en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 4.0.

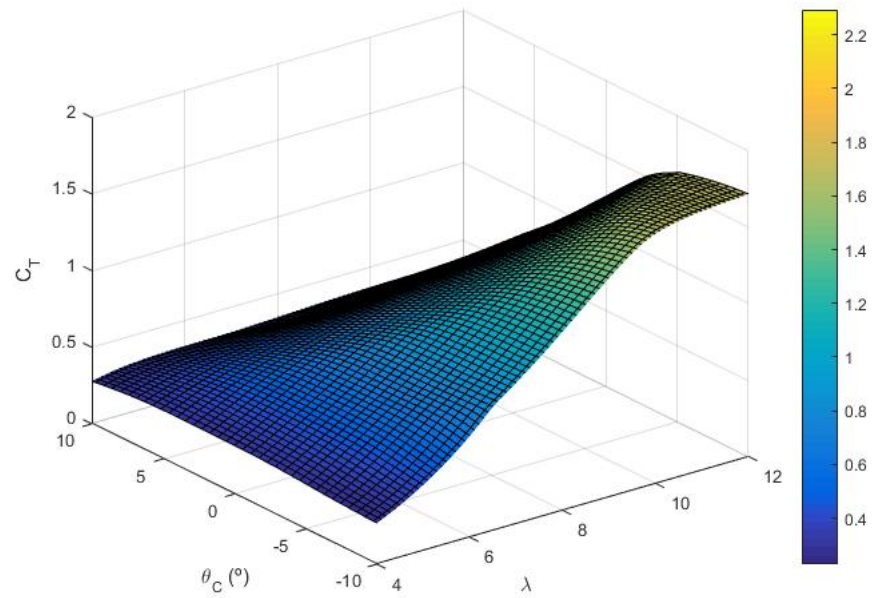


Figura 6.35: Coeficiente de tracción C_T en función los parámetros de operación λ y θ_C para la pala óptima, WindAid 4.0.

7. Control estacionario. Actuaciones

El proceso de optimización aerodinámica presentado en las secciones 6.2 y 6.3, junto con la modelización aerodinámica y las posibles leyes de control descritas en la sección 5.2, permiten hacerse una idea del potencial del diseño aerodinámico del rotor, en caso de operar en condiciones ideales o bien de contar con una geometría modificada con el fin de maximizar el coeficiente de potencia y por tanto la eficiencia del rotor y la energía que éste es capaz de extraer del viento.

Aunque este estudio resulta de gran utilidad a la hora de poder evaluar, y acotar posteriormente los resultados obtenidos de las instalaciones, es necesario contrastarlos y completarlos con datos experimentales obtenidos directamente de los sistemas en cuestión durante su funcionamiento, con el objetivo de evaluar la validez y precisión de los modelos teóricos utilizados hasta ahora. Esta contrastación resulta todavía más crítica cuando se hace referencia a aerogeneradores de pequeña potencia, ya que como se ha expuesto tienen una serie de características particulares (número de Reynolds más bajo, ausencia de sistemas pasivos de control...) que pueden requerir de la adaptación o modificación de estos modelos teóricos para representar fielmente su funcionamiento.

Con este fin en las siguientes secciones se detallará el procedimiento de toma de datos experimentales a partir de las instalaciones disponibles, reduciéndose dicho estudio al caso del aerogenerador WindAid 1.7, al ser el único accesible para su análisis en el momento de realización del presente estudio.

Con el estudio del control estacionario y de las actuaciones del aerogenerador, se hace referencia a la obtención del punto de funcionamiento del aerogenerador durante su operación habitual en una instalación genérica realizada por WindAid Institute.

Esto se traduce en la obtención de los parámetros de operación λ , θ_C en los cuales opera el aerogenerador para las distintas condiciones o velocidades de viento posibles, U_∞ . En el caso del aerogenerador WindAid 1.7, al no contar con sistemas de control activo, como se ha visto tendremos que el ángulo de paso de control está fijado en $\theta_C = 0$ por diseño.

Por lo tanto el objetivo será la obtención del parámetro de operación λ del sistema para un rango de velocidades U_∞ , lo que nos permitirá estimar el C_P del rotor en cada una de esas condiciones (véase figura 5.21), y así obtener una aproximación de la potencia aerodinámica P_a teórica que el aerogenerador está

extrayendo de la corriente para cada velocidad de viento, teniendo en cuenta la expresión:

$$P_a = \frac{1}{2} \rho U_\infty^3 \pi R^2 C_P(\lambda) \quad (7.1)$$

Donde ρ es la densidad del aire a la altura a la que está instalado el sistema, R el radio del rotor y $C_P(\lambda)$ el coeficiente de potencia del rotor para un cierto parámetro de operación λ .

Una vez estimada la potencia aerodinámica que nuestro sistema estaría extrayendo de la corriente para cada velocidad de viento, y mediante su comparación con datos experimentales de potencia eléctrica generada para las mismas condiciones, sería posible realizar una estimación de la eficiencia general del sistema completo, como se observa en la ecuación 7.2.

$$\mu_{sistema} = \mu_{generador} \cdot \mu_{mecánico} = \frac{P_{gen}}{P_a} \quad (7.2)$$

Esto resulta de especial interés ya que, a pesar de que los sistemas de generadores síncronos de imanes permanentes presentan generalmente rendimientos bastante altos (del orden de $0,8 - 0,9$) y habitualmente éstos valores se consideran independientes del régimen de operación del aerogenerador, la eficiencia y fiabilidad de estos generadores es uno de los principales objetivos de mejora de WindAid Institute en sus instalaciones, debido a la variabilidad de resultados para el mismo modelo de aerogenerador, intrínsecas al proceso de manufacturación.

No obstante, el principal objetivo del presente estudio es analizar si los aerogeneradores instalados por WindAid Institute operan habitualmente en condiciones razonablemente cercanas al punto óptimo, λ_{op} , ya que al contar únicamente con sistemas pasivos, operarán necesariamente en un rango de λ según la velocidad de viento. En caso de que el rango de λ de operación obtenido se aleje demasiado de λ_{op} , lo que se traduciría en baja eficiencia aerodinámica y por tanto un bajo aprovechamiento de la energía de la corriente, se presentarán algunas posibilidades para mejorar esta situación.

El siguiente estudio basado en la toma de datos experimentales está únicamente referido al Aerogenerador WindAid 1.7, de 500 W de potencia nominal, ya que ha sido el único al que se ha tenido acceso desde el taller principal de Trujillo para poder realizar las pruebas necesarias. Sin embargo, el mismo proceso puede ser replicado para el Aerogenerador WindAid 4.0, de mayor potencia.

7.1. Obtención de datos experimentales del sistema

Para estimar el parámetro de operación de la turbina a partir de datos experimentales, sería necesaria la recogida de datos para un aerogenerador concreto de la velocidad de revolución del aerogenerador, en esta caso medida por las revoluciones por minuto, RPM , para un rango representativo de velocidades de viento incidentes, U_∞ . Esto permitiría obtener el parámetro de operación (recuerde que $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$) para ese rango de velocidades, y con ello la evaluación del funcionamiento mencionada.

Sin embargo, y durante el período de tiempo en el que se realizó el presente estudio, esto no ha sido posible por varios motivos. Por una parte, la total ausencia de ningún registro o base de datos referente a la operación del aerogenerador WindAid 1.7 ha obligado a realizar desde cero las pruebas necesarias para la obtención de los datos deseados, con la instalación de los equipos de medida correspondientes y las limitaciones existentes en el entorno de trabajo. Por otra parte, el registro simultáneo de la velocidad de viento y de la velocidad de revolución del aerogenerador para el caso de una instalación real y operativa, requeriría de la instalación de un tacómetro o sensor de RPM junto al rotor de la turbina, y que debido a su dificultad en el caso del aerogenerador WindAid 1.7 del taller de Trujillo, se ha descartado.

En su lugar se ha optado por la recogida por separado de los datos correspondientes a la velocidad de viento incidente, U_∞ , y a la velocidad de revolución de la turbina, de la siguiente forma:

- Para la toma de datos U_∞ , se instalará un anemómetro previamente calibrado junto al aerogenerador WindAid 1.7 operativo en el taller de Trujillo, con el que se registrará la velocidad de viento en cada momento junto con la potencia eléctrica generada por el sistema, P_{gen} , para esa U_∞ . Véase figura 7.2 en la página siguiente.
- Para la medida de la velocidad de revolución, se hará uso de un banco de pruebas (figura 7.3) disponible en el taller de Trujillo donde se registrará mediante la instalación de un sensor óptico, la potencia eléctrica P_{gen} en función de la velocidad de revolución en RPM , para otro ejemplar de generador WindAid 1.7, al no ser posible el acceso al mismo aerogenerador instalado en el tejado.

La toma de ambos datos experimentales $P_{gen} - U_\infty$, y $P_{gen} - RPM$, permitirá relacionar la velocidad de revolución del sistema con la velocidad de viento a través de la potencia eléctrica generada por el mismo, obteniendo así una

aproximación del parámetro de operación de un aerogenerador WindAid 1.7 operativo.

Pero durante el proceso de análisis de los datos y a la hora de evaluar los resultados, es necesario tener en cuenta la incertidumbre asociada al uso de dos generadores distintos para obtener los datos correspondientes a U_{∞} y RPM . Aunque el modelo (rotor, estátor) y el proceso de fabricación son idénticos para ambos generadores, es necesario asumir la variabilidad correspondiente a sistemas manufacturados, en adición a la correspondiente a incertidumbre de los equipos de medida y a la toma de datos experimentales.

La obtención de la potencia aerodinámica a partir del parámetro de operación, y su comparación con la potencia eléctrica generada, nos permitirá evaluar la magnitud de este error.

Como se ha expuesto en la sección 4.1, el generador sólo es capaz de impulsar corriente, y por tanto potencia, a través del sistema cuando la tensión generada en bornes del generador supera a la tensión de la batería a la que está cargando. Debido también a que el funcionamiento del aerogenerador depende del par resistente que ofrecen el generador y el circuito eléctrico al que alimenta, para la toma de datos experimentales, tanto U_{∞} como RPM , se ha utilizado un circuito de carga representativo de una instalación habitual del aerogenerador WindAid 1.7 que WindAid Institute realiza en las comunidades beneficiarias, como se puede ver en la figura 7.1.

Este circuito de carga consta, en primer lugar de una unidad de control de alimentación, que regula la carga de la batería de 12 V. También cuenta con un freno magnético de emergencia que permite cortocircuitar el cable trifásico proveniente de la turbina, frenándola en caso de emergencia. La carga del circuito, alimentada a través de esta unidad de control, consiste en tres luces LED como las instaladas habitualmente en las comunidades, y que permanecerán encendidas durante la toma de datos, así como el monitor remoto, formado por los sensores de generación y consumo, un microprocesador Arduino y un Raspberry Pi que nos permitirán recoger los datos durante el funcionamiento del sistema.

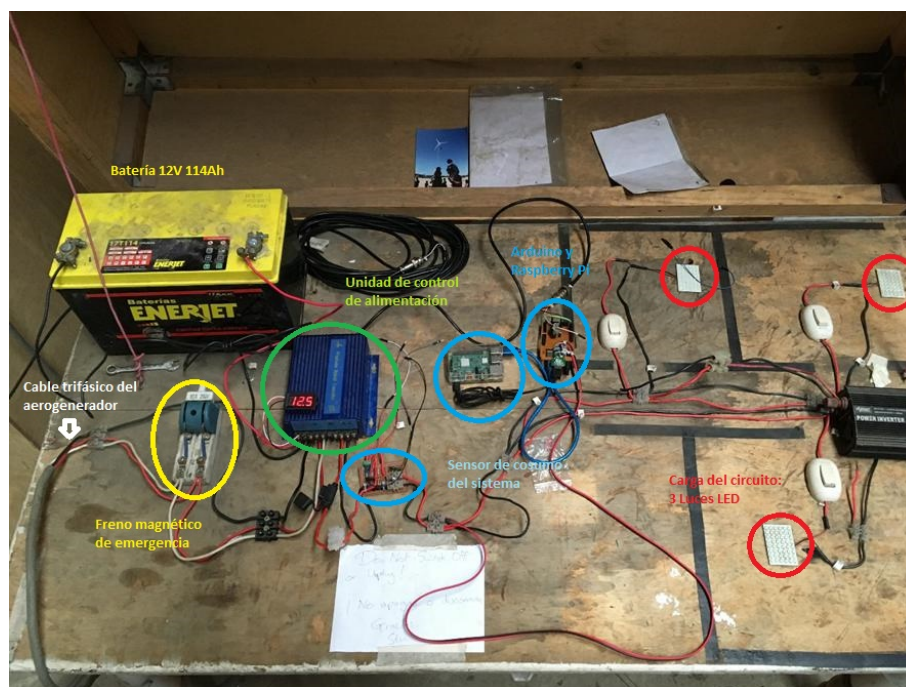


Figura 7.1: Circuito representativo de una instalación habitual para el aerogenerador WindAid 1.7



Figura 7.2: Aerogenerador WindAid 1.7 y anemómetro en el taller de WindAid Institute en Trujillo, Perú.

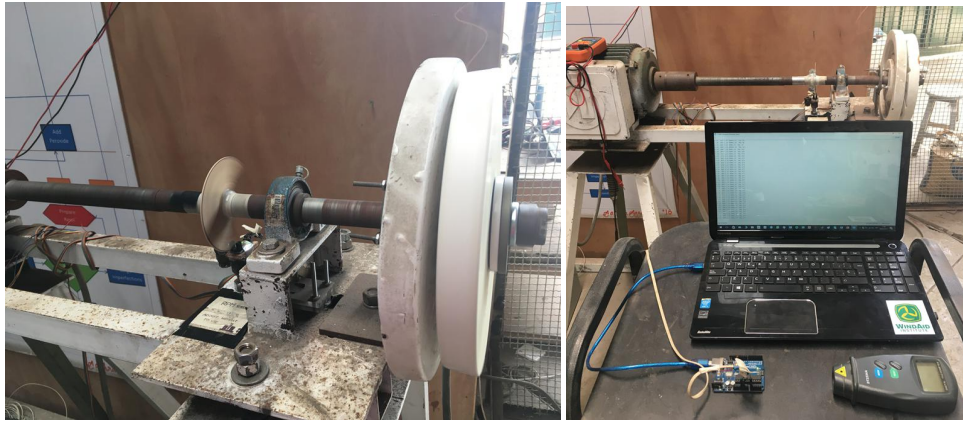


Figura 7.3: Sensor RPM instalado en un banco de pruebas para la toma de datos experimentales sobre el generador del modelo WindAid 1.7.

7.1.1. Obtención de datos experimentales $P_{gen} - RPM$

Para la toma de datos experimentales $P_{gen} - RPM$, se utilizará el banco de pruebas disponible en el taller de Trujillo, sobre el que se ha instalado un generador, compuesto por rotor y estátor del modelo WindAid 1.7, como se observa en la figura 7.3.

Para recoger los datos de la potencia generada se hará uso del monitor remoto que forma parte del circuito de carga presentado en la figura 7.1. Para la medición de la velocidad de revolución, se ha desinstalado el sensor infrarrojo con el que contaba el banco de pruebas y se ha diseñado e instalado un nuevo sensor óptico, que mediante un semidisco de madera fijado al eje de revolución, permite contabilizar las revoluciones del rotor durante el experimento.

En un primer caso se ha obtenido la potencia generada por el sistema para el rango de RPM disponible en el banco de pruebas, $0 - 1100 RPM$, para una carga de batería de $11,5V$, considerado el mínimo nivel de carga de la batería aceptable para su uso en las instalaciones, con el fin de evitar daños en la misma por descargas excesivas. En la figura 7.4 se muestran los datos obtenidos mediante este procedimiento.

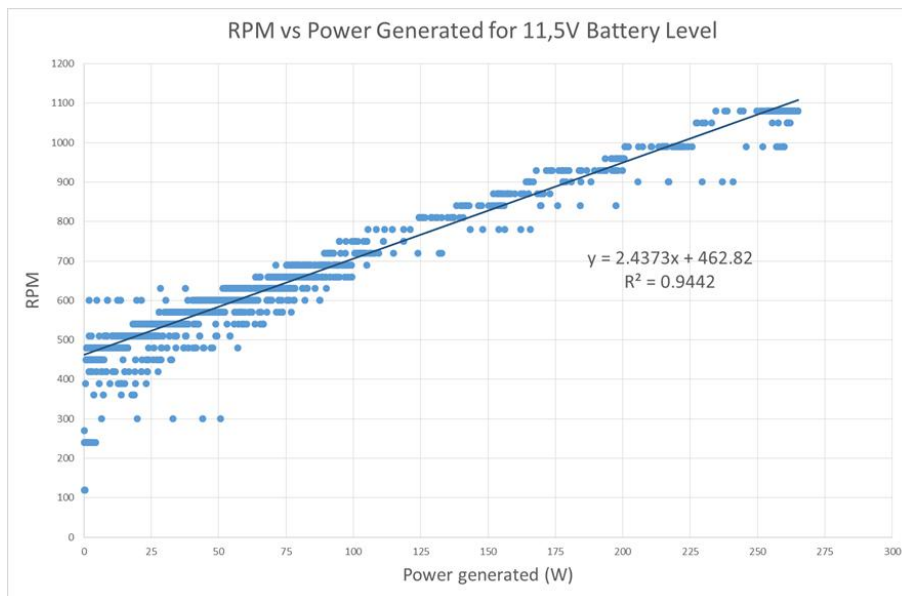


Figura 7.4: Aproximación experimental RPM - Potencia Generada P_{gen} obtenida para un aerogenerador WindAid 1.7 con un nivel de batería de 11,5 Voltios.

La distribución escalonada de los datos se debe al método de obtención de la velocidad de revolución. Tanto las RPM como la P_{gen} son registradas con una frecuencia de muestreo de 1 Hz, y para la obtención de la velocidad de revolución en revoluciones por minuto, el sensor óptico instalado multiplica la señal recibida cada segundo, obteniendo así una precisión de 30 RPM en la toma de datos.

Del análisis de los datos obtenidos, se pueden hacer los siguientes comentarios:

- Como se puede observar en la figura 7.4, la dependencia entre la velocidad de revolución y la potencia eléctrica generada es mayormente lineal, lo que concuerda con los modelos teóricos utilizados para este estudio.
- El generador sólo comienza a generar potencia cuando la tensión generada en los bornes del estátor supera a la tensión de la batería a la que tiene que cargar (en este caso 11,5 V), impulsando corriente a través del circuito de carga. Ésto sucede a una velocidad de revolución notablemente alta, de alrededor de 400 – 450 RPM .
- La máxima potencia obtenida del generador, para una velocidad de revolución de 1080 RPM , improbable de alcanzar en un sistema instalado, es de alrededor de 250 W, muy inferior a la supuesta potencia nominal de la turbina, 500 W. Ésto se puede deber a una sobreestimación de las capacidades del generador en el momento de su diseño, así como de la posible

variabilidad de rendimiento del generador concreto estudiado.

- Durante la toma de datos, se ha ido aumentando gradualmente la velocidad de revolución, permitiendo al generador estabilizarse en cada situación antes de continuar subiendo, con el fin de evitar la aparición de estados transitorios. Sin embargo, tras permanecer durante un determinado tiempo en velocidades en torno a 700 RPM , se ha observado que la unidad de control de alimentación trata repetidamente de frenar el giro del generador cortocircuitando el cable trifásico de alimentación y actuando como freno magnético. De esta forma la unidad de control intenta proteger a la batería frente a tensiones de carga demasiado elevadas provenientes del generador. Este cortocircuito tiene una duración programada de dos minutos, tras la cual el generador es capaz de girar de nuevo. En este caso, ha sido posible recoger datos correspondientes a velocidades de hasta 1080 RPM únicamente debido a que el uso del banco de pruebas ha permitido alcanzar éstos valores de forma suficientemente rápida para evitar que la unidad de control frenase la turbina, pero al mismo tiempo dando suficiente tiempo al generador para estabilizarse en esa situación y por tanto obtener datos representativos.
- Se tiene que tener en cuenta, sin embargo, que según lo observado anteriormente y en caso de alcanzar valores cercanos a 700 RPM en una instalación, el aerogenerador no será capaz de continuar girando y será completamente frenado por la unidad de control. Esto daría lugar a la aparición de una velocidad máxima operativa, tal que la velocidad de rotación que provoca hace que la unidad de control frene completamente la turbina, siendo incapaz de operar hasta que transcurran los dos minutos antes mencionados.

A continuación se ha realizado el mismo procedimiento pero utilizando un nivel de carga de la batería de $12,5 \text{ V}$, cuyos resultados se muestran en la figura 7.5.

Como se puede observar, al aumentar la tensión de carga de la batería, el valor mínimo de velocidad de revolución para el cual el generador produce la tensión necesaria para impulsar corriente hacia el circuito de carga es mayor, y se sitúa en torno a 500 RPM . Sin embargo, la distribución de los datos muestra la misma tendencia lineal apreciada en el caso anterior.

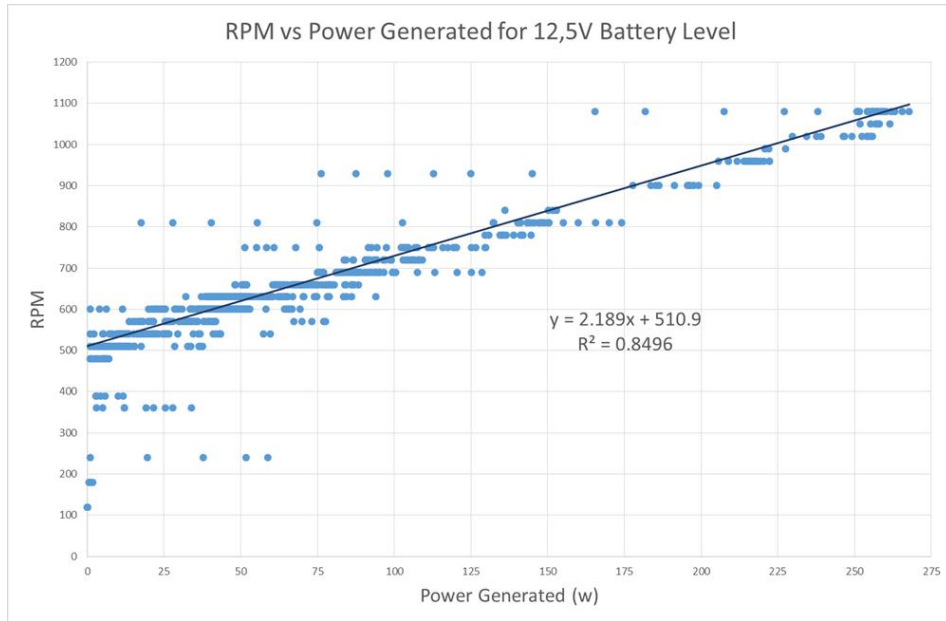


Figura 7.5: Aproximación experimental RPM - Potencia Generada P_{gen} obtenida para un aerogenerador WindAid 1.7 con un nivel de batería de 12,5 Voltios.

Para el posterior análisis, tomaremos por tanto la muestra de datos correspondiente al nivel de carga de la batería de 11,5 V, que modelizaremos mediante la ecuación lineal presentada en el gráfico 7.4.

$$RPM = 462,82 + 2,4373P_{gen} \quad (7.3)$$

7.1.2. Obtención de datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$

Para la obtención de datos de la velocidad de viento, así como la potencia generada para dichas velocidades por un aerogenerador WindAid 1.7 instalado y operativo, se ha calibrado e instalado un anemómetro junto al aerogenerador correspondiente en el taller de WindAid en Trujillo (figura 7.1).

Para la toma de datos, la señal proveniente del anemómetro y de los sensores de consumo y generación disponibles en el circuito de carga representado en la figura 7.2 son enviadas al monitor remoto, compuesto por un microprocesador Arduino y una computadora de placa reducida Raspberry Pi. Éstos procesan la señal y la envían a la plataforma *ThingSpeak*, *Internet of Things (IoT)*, donde se han representado la potencia generada (obtenida a partir de la tensión y la intensidad de corriente generadas) para poder evaluar el funcionamiento del aerogenerador en vivo, como se muestra en la figura 7.6.

La frecuencia de muestreo de las variables de estudio utilizada es de 1 Hz, promediada cada 30 s y enviada a nuestra base de datos. Se ha tomado este valor de promedio de 30 s como un compromiso entre el objetivo de mitigar la influencia de ráfagas o estados transitorios de corriente en los resultados del estudio, y a la vez obteniendo el mayor número de muestras posibles, y con ellas el mayor rango de velocidades U_{∞} posible. Esto resulta de gran importancia teniendo en cuenta que el aerogenerador estudiado en Trujillo no se encuentra en una localización donde se den normalmente velocidades de viento elevadas, con el fin de poder ampliar el estudio al mayor número de condiciones de operación posibles.

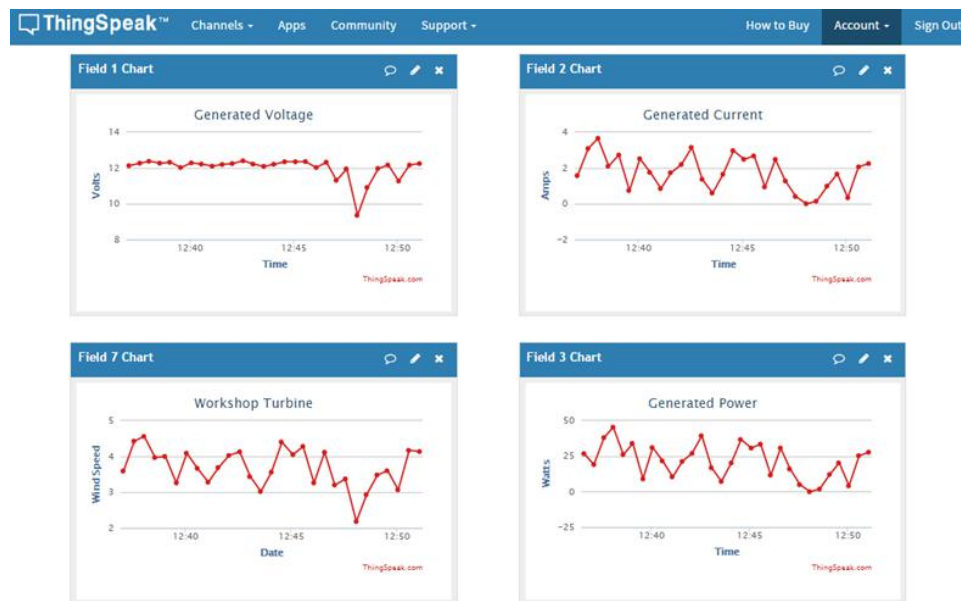


Figura 7.6: Monitoreo de los parámetros de generación de energía del sistema. Fuente: *ThingSpeak, IoT*.

En la figura 7.6 podemos observar claramente cómo, una vez la velocidad de viento es suficientemente alta para que la tensión inducida en el generador supere la tensión de carga de la batería, ésta tensión se mantiene aproximadamente constante y es la intensidad inducida la que varía según las fluctuaciones de la velocidad de viento, dando lugar por tanto a las mismas fluctuaciones en la potencia generada resultante.

Los datos tomados de esta forma para el aerogenerador WindAid 1.7 instalado en el taller de Trujillo, para un nivel de carga de la batería de 11.5 V se muestran en la figura 7.7.

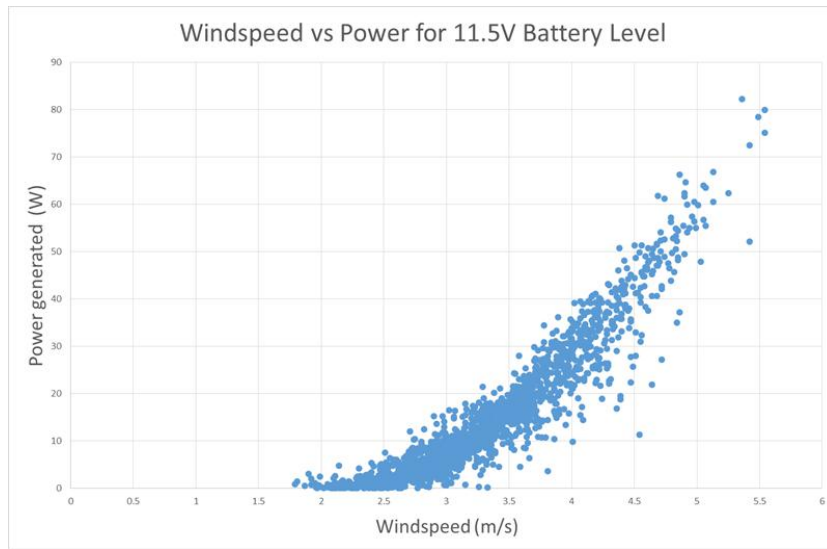


Figura 7.7: Datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_{∞} obtenidos para un aerogenerador WindAid 1.7 con un nivel de batería de 11,5 Voltios.

Como se puede observar en la figura 7.7, el sistema empieza a generar potencia a partir de velocidades en torno a 2,5 m/s, para las cuales la tensión inducida en el generador supera en este caso a la de la batería y éste es capaz de inducir corriente en el circuito de carga, generando potencia.

Del mismo modo, es posible observar que durante esta toma de datos sólo se han alcanzado velocidades de viento de valores hasta 5,5 m/s, lo que delimitará el rango de velocidades U_{∞} , que se establece en $[2,5, 5,5]$ m/s para el cual se analizará el punto de funcionamiento del sistema obteniendo su parámetro de operación, λ .

Si se reproduce el mismo estudio para un nivel más alto de carga de la batería, 11.5 V , recogido en la figura 7.8 que se muestra en la siguiente página, podemos observar cómo la velocidad U_{∞} de corte para la cual el sistema comienza a generar potencia es ligeramente mayor, al necesitarse una tensión inducida en bornes del generador también mayor para poder impulsar corriente hacia el circuito de carga. Sin embargo, en este caso las muestras aparecen mucho más dispersas para velocidades mayores de 4 m/s, dando lugar a potencias por debajo de lo que cabía esperar.

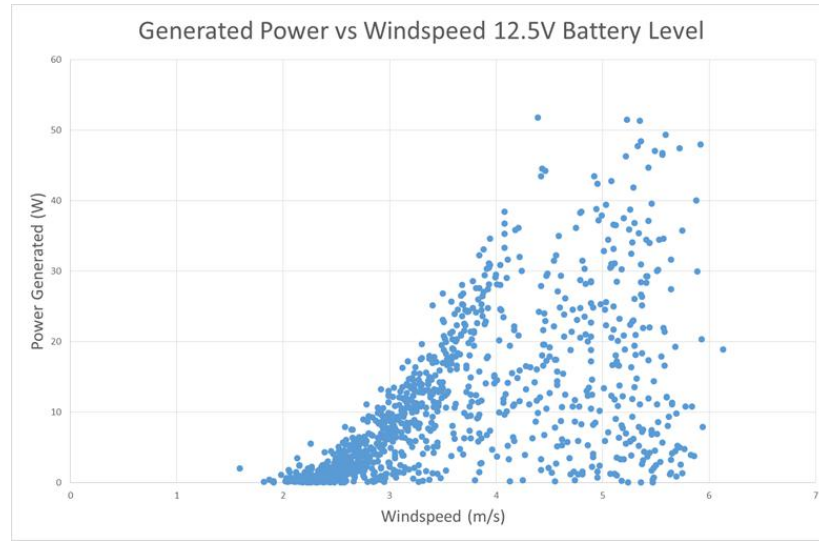


Figura 7.8: Datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_{∞} obtenidos para un aerogenerador WindAid 1.7 con un nivel de batería de 12,5 Voltios.

La razón de este fenómeno se puede ver en la figura 7.9 mostrada a continuación. Cuando la tensión en bornes de la batería es suficientemente elevada, es decir, cuando ha alcanzado un nivel de carga suficiente, la unidad de control de alimentación cortocircuita el cable trifásico del generador, actuando como un freno magnético y frenando la turbina para proteger a la batería de una posible sobrecarga. Esto da lugar a que, para niveles de carga de la batería altos, se produce un bucle de carga-frenado-descarga en el que la unidad de control frena constantemente la turbina independientemente de la velocidad de viento U_{∞} incidente, siempre que ésta supere un valor mínimo que permita la carga de la batería en caso de que sea posible.

El resultado es una evolución en forma de señal rectangular de la tensión inducida en el generador, ya que al cortocircuitar el cable trifásico la unidad de control fuerza a que esta diferencia de potencial sea nula. Del mismo modo, y justo en el momento del cortocircuito, se produce un pico de intensidad inducida en el circuito, que cae a cero una vez frenada la turbina, y hasta que se vuelve a inducir corriente hacia la batería una vez que ésta se ha descargado parcialmente. La evolución de la potencia generada se obtiene a partir de la tensión y la intensidad inducidas, caracterizándose por periodos en los que es nula (cuando la turbina está frenada) y otros en los que genera potencia de forma irregular.

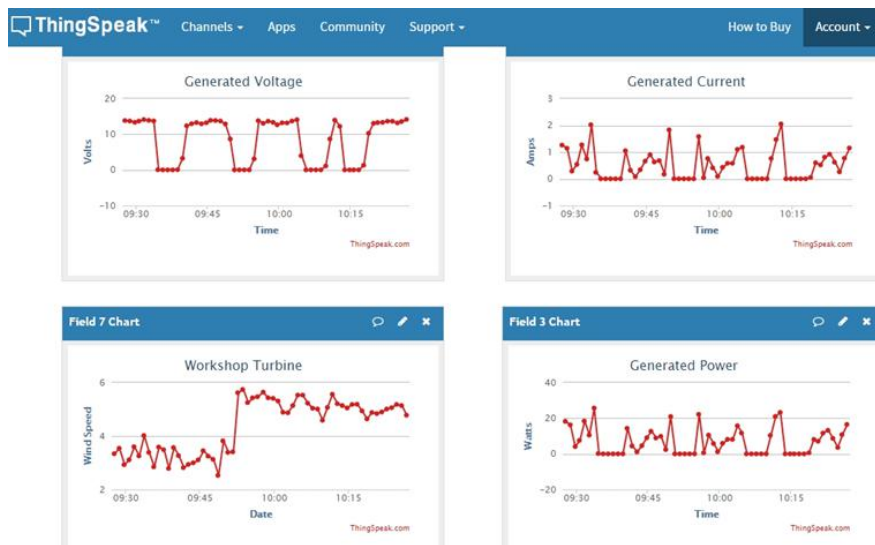


Figura 7.9: Influencia de la unidad de control en la generación de potencia del sistema. Fuente: *ThingSpeak, IoT*.

Esto se traduce en un pobre aprovechamiento de la energía de la corriente, ya que para niveles de carga altos de la batería, y aunque las velocidades de viento sean elevadas, el aerogenerador permanece una gran parte del tiempo frenado como consecuencia del cortocircuito por parte de la unidad de control. Éste será uno de los aspectos que se tratarán más adelante como vías de mejora del sistema.

Por lo tanto y en adelante, sólo se utilizarán para este estudio los datos correspondientes al nivel de carga de la batería de 11,5 V representados en la figura 7.7, y dentro de los cuales se tendrán en cuenta únicamente aquellos para los que la velocidad de viento sea mayor de 2.5 m/s y la potencia generada esté por encima de 10 W, ya que para valores de intensidad inducida menores de 0,8 A aproximadamente el sensor de corriente utilizado no presenta mediciones precisas. La muestra de datos resultantes que será analizada está representada en la figura 7.10.

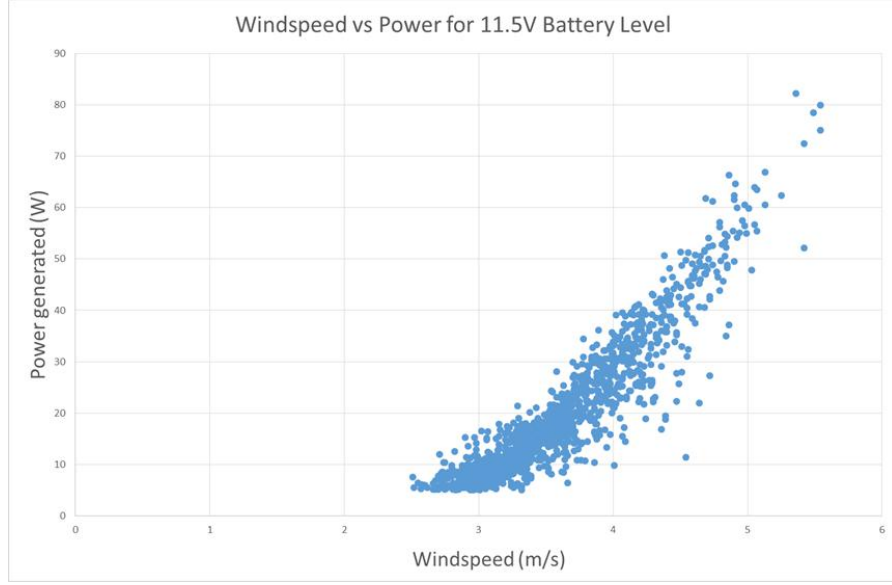


Figure 7.10: Datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_{∞} filtrados para el estudio de un aerogenerador WindAid 1.7.

Para la modelización de estos datos dentro del rango de U_{∞} de estudio, se han probado distintos modelos (cuadráticos, cúbicos, etc.) optándose finalmente por el modelo logarítmico que se expone a continuación:

$$P_{gen} = aU_{\infty}^b \quad (7.4)$$

Los coeficientes a y b se determinarán experimentalmente. Esto se debe a que aunque la potencia aerodinámica, y a través del rendimiento del sistema, la potencia eléctrica generada dependen del cubo de la velocidad de viento que atraviesa el aerogenerador, como se ha visto en las expresiones 7.1 y 7.2, al tratarse de un aerogenerador sin sistemas de control activo operará en un rango de λ para el rango de U_{∞} de estudio, modificando así el C_P y haciendo que la dependencia de la potencia no sea estrictamente cúbica con la velocidad de viento, como ocurría cuando operábamos a un λ , y por tanto a un C_P , constante. Por ello en el modelo utilizado dejaremos libre el exponente b de forma que se ajuste a los datos experimentales.

Para obtener los coeficientes a y b , tomaremos logaritmos para las muestras tanto de U_{∞} como de P_{gen} , y al representar los datos resultantes tras tomar logaritmos éstos toman una distribución lineal tal que:

$$\ln(P_{gen}) = \ln(a) + b \ln(U_{\infty}) \quad (7.5)$$

Donde $\ln(a)$ pasa a ser la ordenada en el origen y b es la pendiente del modelo lineal.

En la figura 7.11 se presentan la muestra de datos de estudio correspondientes a la figura 7.10 tras tomar logaritmos, donde podemos ver que siguen una tendencia lineal.

Aproximado estos datos con un modelo lineal, se obtienen los coeficientes a y b buscados.

$$a = 0,2444, \quad b = 3,373$$

Y por lo tanto la expresión con la que se modelizarán los datos $P_{gen} - U_{\infty}$ queda de la siguiente forma:

$$P_{gen} = 0.2444U_{\infty}^{3.373} \quad (7.6)$$

Este modelo aparece representado junto con la muestra de datos inicial en la figura 7.12. Es importante resaltar que la expresión obtenida será válida únicamente dentro del rango de velocidades de viento estudiado, y no extrapolable fuera de él debido a que no tenemos datos recogidos del comportamiento a velocidades mayores.

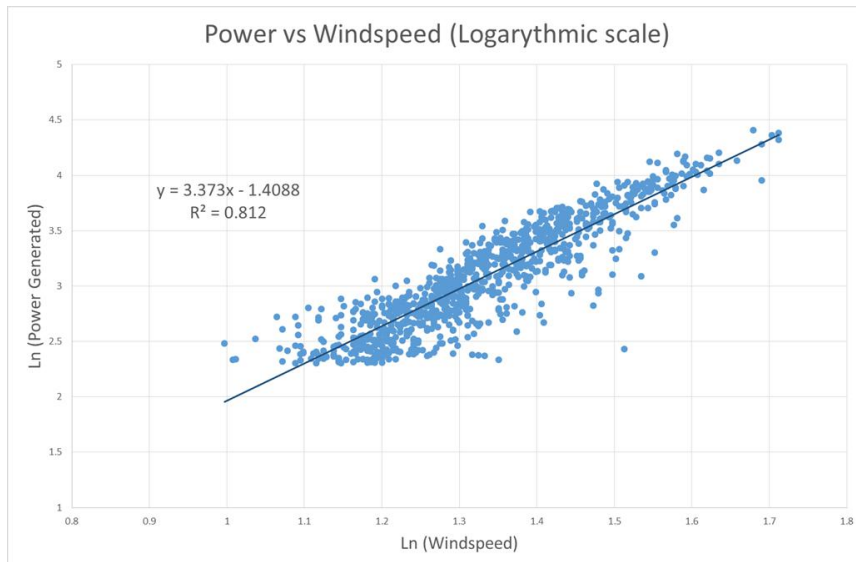


Figura 7.11: Aproximación logarítmica de los datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_{∞}

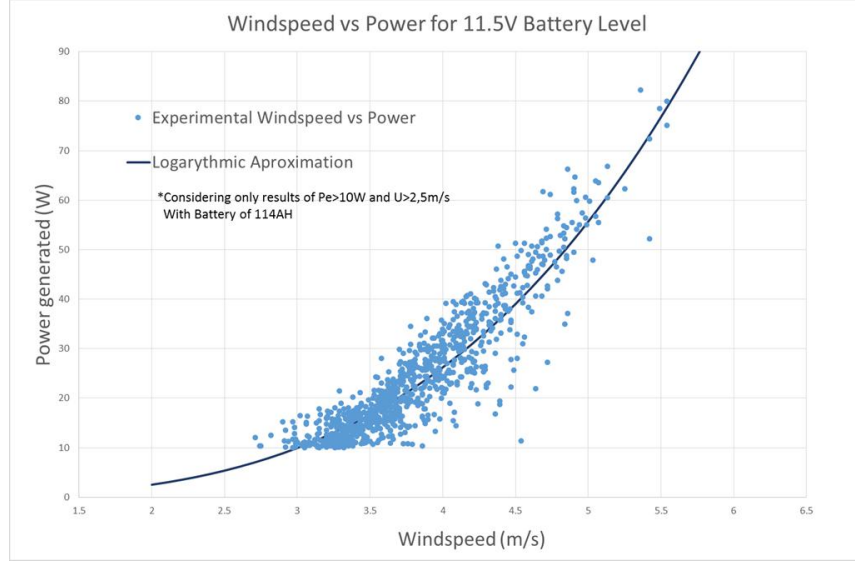


Figura 7.12: Representación de la aproximación logarítmica para los datos experimentales Potencia Generada P_{gen} - Velocidad de Viento U_{∞}

7.2. Obtención de λ y análisis del punto de funcionamiento

En la sección 7.1 se han obtenido los datos experimentales correspondientes a las relaciones $P_{gen} - U_{\infty}$ (ecuación 7.6) y $P_{gen} - RPM$ (ecuación 7.3), así como el desarrollo de los modelos experimentales que utilizaremos para aproximar esos datos experimentales.

Mediante la relación de los valores de velocidad de viento y velocidad de revolución correspondientes a la misma potencia eléctrica generada para los modelos obtenidos, es posible obtener una estimación del parámetro de operación λ al que opera el aerogenerador para cada U_{∞} , y con él el coeficiente de potencia y la curva de potencia aerodinámica del aerogenerador en función de la velocidad de viento, U_{∞} .

Hasta ahora se han recogido datos para un rango determinado de velocidades, $[2,5, 5,5]$ m/s, y de velocidades de revolución $[0, 1080]$ RPM, y cualquier extrapolación de los modelos obtenidos fuera de estos intervalos no es fiable ni representativa. Por este motivo a la hora de obtener las curvas de funcionamiento del aerogenerador, únicamente se evaluarán y presentarán dentro de estos rangos.

7.2.1. Resultados

En la figura 7.13 se presenta la relación entre la velocidad de viento U_∞ y la velocidad de revolución del aerogenerador en *RPM* fruto del modelos obtenidos a partir de la combinación de las ecuaciones 7.3 y 7.6.

Como se puede observar, la velocidad de revolución a las que opera el aerogenerador WindAid 1.7 son considerablemente altas. de casi *470 RPM*, tal y como se ha señalado previamente en la sección 7.1.1. Por ejemplo, a la velocidad de corte para la cual el aerogenerador comienza a generar potencia, en torno a $2,5 \text{ m/s}$ le correspondería una velocidad de revolución de casi *470 RPM*, según el modelo señalado previamente en la sección 7.1.1, y que se incrementa gradualmente con el aumento de la velocidad de viento.

Como apunte adicional, y en relación con las dificultades encontradas en en la obtención de datos de la velocidad de revolución, en el caso de contar con un rango de datos suficientemente amplio, sería interesante identificar a qué velocidad U_∞ se alcanza una velocidad de revolución tal que provocase el frenado de la turbina por parte de la unidad de control de alimentación, para proteger a la batería de tensiones demasiado elevados. Esto nos daría una velocidad máxima de operación del aerogenerador. En nuestro caso esto no es posible debido a que el rango de velocidades de estudio limita la máxima velocidad de revolución obtenida por debajo de este valor crítico.

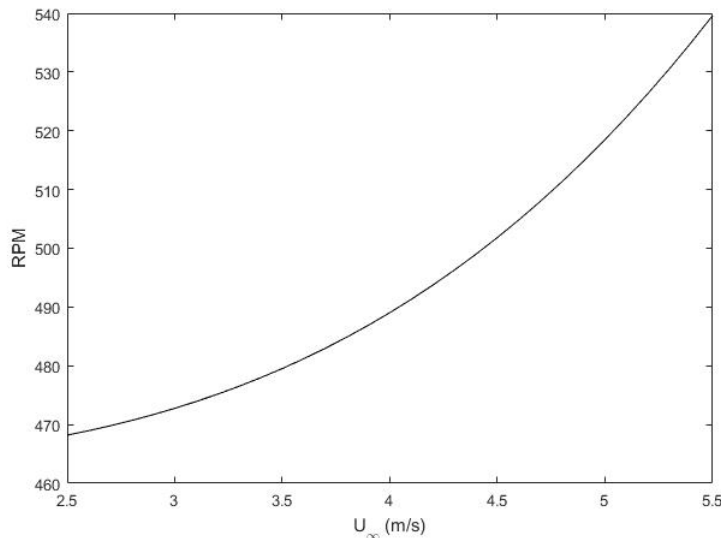


Figura 7.13: Evolución de las *RPM* con U_∞ a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.

A partir de la curva de la figura 7.13 es posible obtener el parámetro de operación correspondiente para cada velocidad de viento (recuérdese que $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$), como se muestra en la figura 7.14.

Se puede observar así que el parámetro de operación λ al que funciona el aerogenerador WindAid 1.7 no es constante y varía con la velocidad de viento, tal y como se había asumido al tratarse de un aerogenerador sin sistemas de control activos.

También se puede ver cómo el λ presenta una tendencia rápidamente decreciente conforme aumenta la velocidad de viento, acercándose hacia su valor óptimo ($\lambda_{op} = 6,49$, véase figura 5.20), lo que tendrá una influencia en la evolución del coeficiente de potencia, como veremos más adelante.

Sin embargo, los valores de λ obtenidos para velocidades de viento bajas son alarmantemente elevados, y están muy lejos de su valor óptimo, debido a las altas velocidades de revolución que necesita el sistema para comenzar a generar potencia. Esto resulta especialmente preocupante dado que el las velocidades de viento promedio en muchas de las localizaciones donde existen instalaciones está en torno a los 3 – 4 m/s.

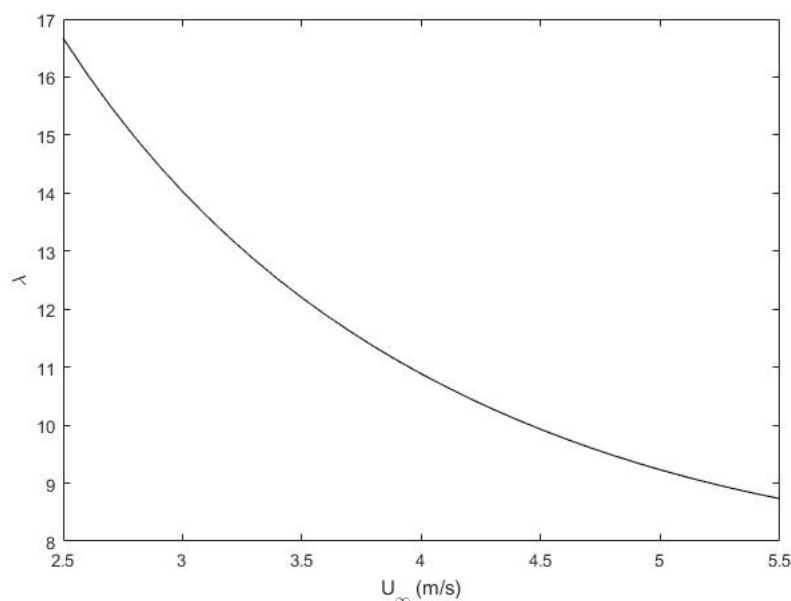


Figura 7.14: Evolución de λ con U_∞ a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.

A partir de la curva del coeficiente de potencia del aerogenerador WindAid 1.7 obtenida en la sección 5.2 (figura 5.20) y con el parámetro de operación λ es posible obtener la curva del C_P correspondiente a cada una de las U_∞ del rango de estudio, recogida en la figura 7.15.

Respecto a esta evolución del C_P con U_∞ obtenida a partir de los modelos experimentales, podemos observar las primeras incompatibilidades. Como se puede observar en la figura 7.15, y debido a los elevadísimos λ obtenidos para velocidades de viento bajas, el coeficiente de potencia del aerogenerador según el modelo utilizado toma valores negativos por debajo de velocidades de 3,5 m/s. Esto significaría que para velocidades menores el sistema no estaría generando potencia, algo que es evidentemente falso, según los datos experimentales obtenidos en la sección 7.1.2. Este error se debe a la incertidumbre introducida en el modelo, por motivos que se comentarán en el siguiente apartado.

Sin embargo, si evaluamos la tendencia que muestra el C_P conforme aumenta U_∞ , vemos que es creciente, desde valores muy pobres para velocidades bajas hasta valores aceptables (0,35), para velocidades de unos 5 m/s. Esto se debe a que el parámetro de operación λ se va reduciendo conforme aumenta U_∞ y acercándose hacia su valor óptimo, lo que provoca un aumento en el coeficiente de potencia.

Esta mejora del comportamiento aerodinámico con U_∞ es el motivo por el cual el exponente b obtenido experimentalmente en el modelo logarítmico (ecuación 7.6) tiene un valor mayor que tres, siendo inicialmente la dependencia de la potencia aerodinámica de orden cúbico con U_∞ para C_P y λ constantes, ya que la reducción de λ da lugar a una mejora de la eficiencia aerodinámica, con el consecuente incremento de C_P y de la potencia aerodinámica extraída de la corriente.

Pese a todo, y a pesar de la incertidumbre que presenta el modelo, los coeficientes de potencia obtenidos son notablemente bajos para las velocidades más habituales de operación con respecto a su valor óptimo, $C_{P_{op}} = 0,4604$.

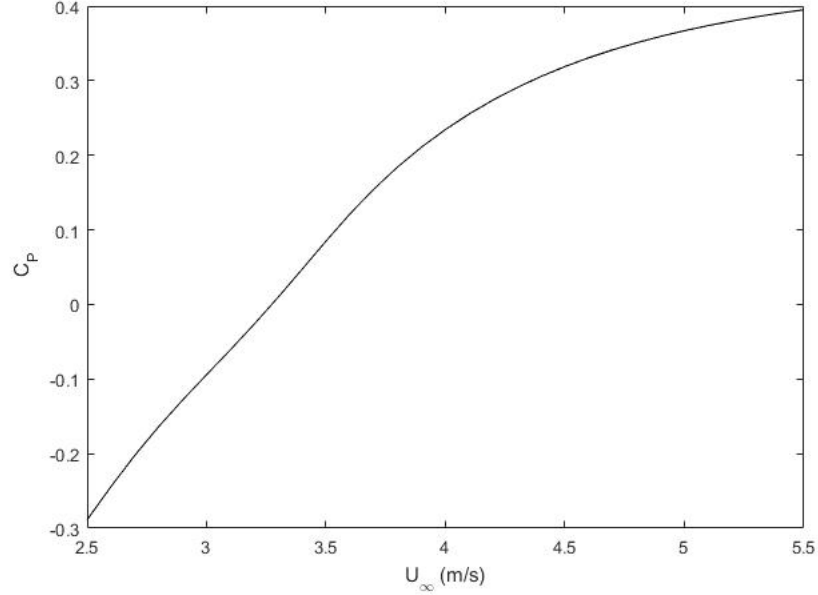


Figura 7.15: Evolución del C_P con U_{∞} a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.

Conocido el coeficiente de potencia para cada velocidad de viento resulta inmediata la obtención de la curva de potencia aerodinámica, como se muestra en la ecuación 7.1:

$$P_a(U_{\infty}) = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^3 \pi R^2 C_P(U_{\infty})$$

La representación de la potencia aerodinámica a partir del $C_P(U_{\infty})$ obtenido con el modelo experimental utilizado se muestra en la figura 7.16, junto con la representación del modelo logarítmico utilizado para los datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$ (ecuación 7.6).

Como se puede observar, las incompatibilidades ya obtenidas en los valores del coeficiente de potencia se trasladan a la potencia aerodinámica, resultando así valores negativos de P_a hasta velocidades de unos 3,5 m/s, y haciendo que la potencia aerodinámica extraída de la corriente se sitúe por debajo de la potencia eléctrica generada por el sistema, lo cual es físicamente imposible. Sin embargo, según aumenta U_{∞} la potencia aerodinámica rápidamente supera a la eléctrica generada, y a partir de velocidades de 4,5 m/s los resultados obtenidos son razonables.

De esta forma no resulta posible la estimación del rendimiento general del sistema (ecuación 7.2) como se pretendía inicialmente, debido al error que pre-

senta el modelo para el rango más bajo de velocidades de viento.

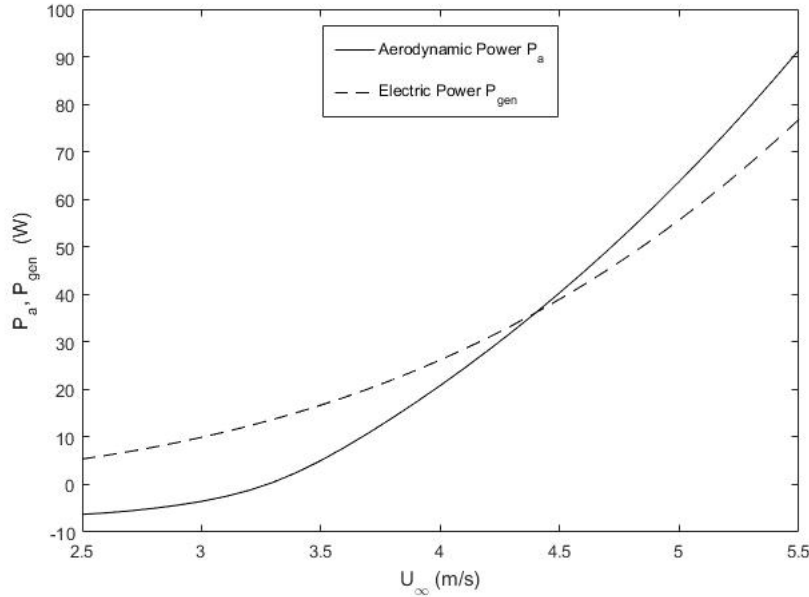


Figura 7.16: Evolución de P_a , P_{gen} con U_∞ a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.

Por último, y a partir de la P_a , se ha considerado interesante la obtención del par aerodinámico T_a que experimenta el aerogenerador y su evolución tanto con la velocidad de viento U_∞ como con la velocidad de revolución del aerogenerador, en *RPM*. Los resultados obtenidos están representados en la figura 7.17.

A pesar de la incertidumbre y el error que presenta el modelo, como ya hemos visto anteriormente, el análisis del T_a para cada condición de funcionamiento resulta interesante ya que nos indica también el par resistente que ofrece el sistema en esas condiciones T_{res} , ya que el equilibrio aerodinámico del aerogenerador para una velocidad de viento determinada se obtiene cuando el par aerodinámico generado por la corriente iguala al par resistente que opone el sistema, tanto el generador como el circuito de carga ($T_a = T_{res}$), estabilizando así el aerogenerador en una velocidad de revolución determinada y constante para esa velocidad U_∞ .

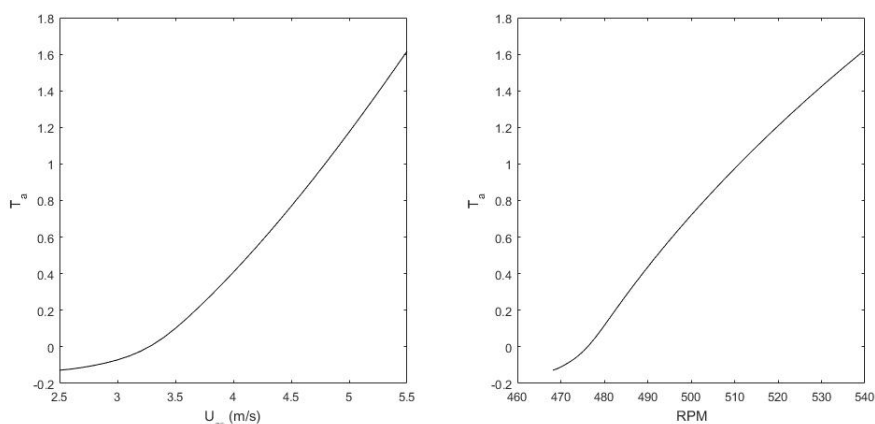


Figura 7.17: Evolución del T_a con U_∞ y RPM a partir del modelo experimental obtenido para el Aerogenerador WindAid 1.7.

7.2.2. Fuentes de error

Como se ha podido observar en los resultados obtenidos, y representados en las figuras 7.14, 7.15 y 7.16; el modelo utilizado para aproximar los datos experimentales, fruto de la combinación de las ecuaciones 7.3 y 7.6, presenta un error que da lugar a resultados incongruentes con parte de los datos experimentales recogidos y físicamente incompatibles. Esto resulta asumible dentro de la utilización de aproximaciones para datos experimentales como las que se han realizado, pero a continuación se exponen todas las posibles fuentes de error e incertidumbre que se han ido acumulando durante todo el estudio y que han podido dar lugar a estos resultados:

- Las diferencias existentes entre los dos generadores síncronos de imanes permanentes WindAid 1.7 utilizados para tomar los datos experimentales. A pesar de tratarse del mismo modelo y seguir exactamente el mismo proceso de fabricación, existen variabilidades intrínsecas al proceso de manufacturación que no se pueden evitar y que pueden modificar notablemente la eficiencia y el rendimiento del generador. Por mencionar algunos: tamaño y separación de las bobinas, diferencias en la distancia de entrehierro existente en cada generador, etc. Resulta especialmente crítica la distancia de entrehierro, que aunque se minimiza en todos los generadores a la hora de instalarlos, presenta una notable variabilidad en cada sistema debido a que las superficies manufacturadas de rotor y estátor no son exactamente paralelas y requieren de su separación y ajuste manual.

- La utilización de modelos o curvas para aproximar los datos experimentales recogidos, así como los rangos en los que están limitados. La aproximación del conjunto de datos experimentales mediante una única ecuación, tanto en el caso $P_{gen} - RPM$ como $P_{gen} - U_{\infty}$, introduce un error en los resultados posteriores, error que depende a su vez del tipo de modelo o de aproximación utilizada (lineal, cuadrático, logarítmico, tipo de regresión, etc). En adición, los rangos tan limitados en los que ha sido posible recoger los datos experimentales suponen una limitación importante a la hora de encontrar modelos que se ajusten mejor a los datos experimentales, permitiendo así analizar mejor las tendencias mostradas en los resultados.
- La fiabilidad de los datos experimentales recogidos. A pesar de que los sensores han sido calibrados previamente al análisis y éste se ha repetido varias veces para corroborar los resultados obtenidos, la complejidad del sistema a analizar (durante la toma de datos en funcionamiento la batería se va cargando y modificando el funcionamiento del generador, la unidad de control de alimentación no permite evaluar el funcionamiento del sistema para niveles de tensión de la batería más altos, etc), junto con la incertidumbre asociada a los instrumentos de medida tiene influencia sobre los resultados obtenidos, especialmente en el comportamiento de arranque y a velocidades bajas, donde se concentra el error del modelo.
- Los modelos aerodinámicos utilizados para representar el comportamiento del aerogenerador WindAid 1.7. A pesar de que han sido obtenidos a partir de los modelos originales de CAD para la geometría de las palas, el proceso de manufacturación de las mismas hace que ni la geometría ni las características aerodinámicas de las secciones de la pala se correspondan con precisión a las presentadas y analizadas en este documento.
- Los modelos teóricos utilizados. Como se ha mencionado, los modelos teóricos utilizados para el estudio aerodinámico en la sección 5.1, y que se ajustan con mucha precisión al funcionamiento de aerogeneradores de mayor tamaño, pueden requerir de pequeñas correcciones y adaptaciones para el estudio de aerogeneradores de tamaños mucho más pequeños, como es el caso. Esto se debe principalmente a las condiciones en las que operan estos aerogeneradores (bajos números de reynolds, bajas velocidades, etc).

7.2.3. Método alternativo para la obtención del punto de funcionamiento

Debido al error obtenido en el análisis del modelo desarrollado hasta ahora, y teniendo en cuenta las posibles fuentes de error mencionadas previamente, se ha procedido a realizar un análisis alternativo de los datos experimentales con el fin de contrastar los resultados obtenidos en la sección 7.2.1.

Considerando que la principal fuente de error se encuentra por un lado en la aproximación de los datos experimentales mediante una única curva o ecuación y la combinación de éstas, en las siguientes páginas se contrastarán esos modelos con resultados obtenidos a partir del conjunto de puntos experimentales en su totalidad. Del mismo modo, y con el fin de intentar cuantificar la posible influencia del uso de generadores distintos para la toma de datos experimentales, se partirá únicamente de los datos $P_{gen} - U_{\infty}$ obtenidos para el aerogenerador instalado y operativo en el taller de WindAid Institute, llegando a obtener la muestra correspondiente $P_{gen} - RPM$ para poder compararlo con los datos experimentales obtenidos para el otro generador.

En primer lugar, a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$ recogidos para el aerogenerador instalado en el taller de Trujillo, y presentados anteriormente en la figura 7.10, se ha obtenido la potencia aerodinámica P_a correspondiente a cada muestra, como se puede observar en la figura 7.18 mostrada a continuación.

Para ello ha sido necesario realizar una estimación de la eficiencia general del sistema en la conversión de la potencia aerodinámica extraída del viento a potencia eléctrica suministrada (véase ecuación 7.2). Debido a que la eficiencia de los generadores síncronos de imanes permanentes, como se ha comentado anteriormente, es generalmente alta para este tipo de sistemas, y considerando también las pérdidas mecánicas, se ha asumido un valor de $\mu_{sistema} = 0,8$.

La distribución de potencias aerodinámicas correspondientes, como se puede observar en la figura 7.18, se encuentra notablemente por encima del modelo obtenido en la sección 7.2.1 (línea discontinua, obtenida como resultado de la combinación de los datos experimentales $P_{gen} - RPM$ y $P_{gen} - U_{\infty}$), especialmente para el rango de velocidades de viento más bajas en las que el anterior modelo presentaba sus mayores desviaciones.

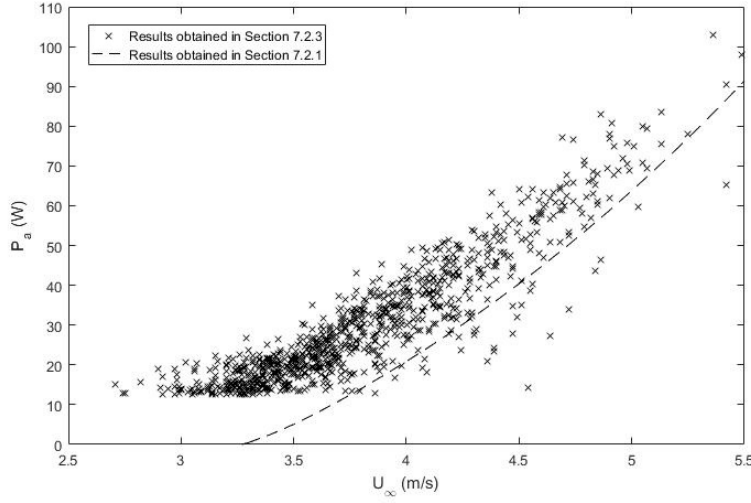


Figura 7.18: Distribución de P_a , con U_∞ a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_\infty$ tomados para el Aerogenerador WindAid 1.7.

A partir de la distribución de potencia aerodinámica, resulta inmediato la obtención de la distribución de coeficientes de potencia, a partir de la expresión 7.1:

$$C_{P_i}(U_\infty) = \frac{P_{a_i}(U_{\infty i})}{\frac{1}{2}\rho U_{\infty i}^3 \pi R^2} \quad (7.7)$$

Donde P_{a_i} es el valor de la potencia aerodinámica de cada elemento de la muestra, a la que le corresponde una velocidad de viento $U_{\infty i}^3$.

La distribución de C_P resultante en función de la velocidad de viento se muestra en comparación con el resultado obtenido en apartados anteriores (en línea discontinua) en la figura 7.19.

En ella se puede observar que los valores de C_P obtenidos de esta forma son notablemente mayores que los que se manejaban con el anterior modelo, situándose entre 0.25 y 0.45. Existen incluso valores que se sitúan por encima del coeficiente de potencia óptimo del aerogenerador definido en la sección 5.2 y establecido en $C_{P_{op}} = 0.4604$, lo cual se puede deber por una parte a que el valor de eficiencia del sistema $\mu_{sistema}$ asumido es inferior al real, dando lugar así a valores de P_a y C_P más altos de lo que corresponden, y por otra parte a la precisión de los instrumentos de medida en la toma de datos experimentales. Conviene destacar sin embargo que se sigue observando una tendencia creciente con la velocidad, y por tanto una mejora del comportamiento aerodinámico, que en este caso

llega a valores cercanos al óptimo a partir de velocidades aproximadamente de 4 m/s, manteniéndose más o menos estable en valores altos dentro del rango de velocidades de viento de estudio.

Se tiene aquí por tanto el primer indicativo de que el análisis anterior estaba subestimando la eficiencia aerodinámica con la que operaba nuestro aerogenerador, como veremos más adelante.

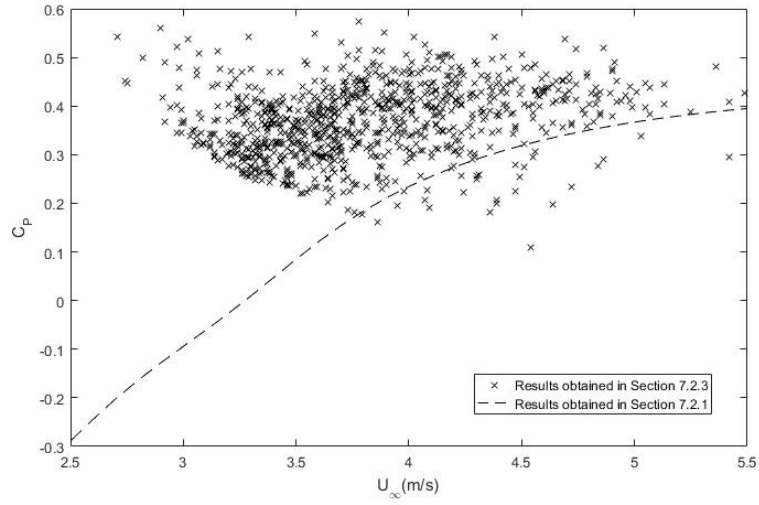


Figura 7.19: Distribución del C_P con U_∞ a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_\infty$ tomados para el Aerogenerador WindAid 1.7.

Conocida la distribución de coeficientes de potencia para nuestra muestra de datos experimentales, y a partir de la distribución del coeficiente de potencia del aerogenerador WindAid 1.7 obtenida en la sección 5.2 y representada en la figura 5.21, es posible obtener la distribución del parámetro de operación correspondiente para cada uno de los puntos experimentales, λ_i , en función de su velocidad $U_{\infty i}$ a través del valor de su coeficiente de potencia, C_{P_i} .

$$C_{P_i}(U_{\infty i}) \rightarrow C_P(\lambda) \Rightarrow \lambda_i(U_{\infty i})$$

La distribución resultante está representada en la figura 7.20 junto con el resultado obtenido por el método anterior, en línea discontinua. Para su obtención han tenido que obviarse todos los elementos de la muestra cuyo coeficiente de potencia superase el máximo establecido por el modelo presentado en la figura 5.21 de la sección 5.2, ya que dichos valores no se corresponden a ningún valor del parámetro de operación dentro del modelo utilizado.

Efectivamente y como se adelantaba en la distribución de coeficiente de potencia, en este caso se puede observar que la distribución del parámetro de operación se encuentra notablemente por debajo de la obtenida previamente, lo que da lugar a un comportamiento aerodinámico mejor al estar más cerca de su valor óptimo $\lambda_{op} = 6,49$ y que mejora conforme aumenta U_∞ .

Sin embargo y aunque se eviten así parámetros de operación anormalmente altos, se puede ver que para velocidades habituales en las instalaciones, de entre $3 - 4$ m/s, se obtienen λ todavía altos, del orden de $9 - 10$, y lejos por tanto de su valor óptimo.

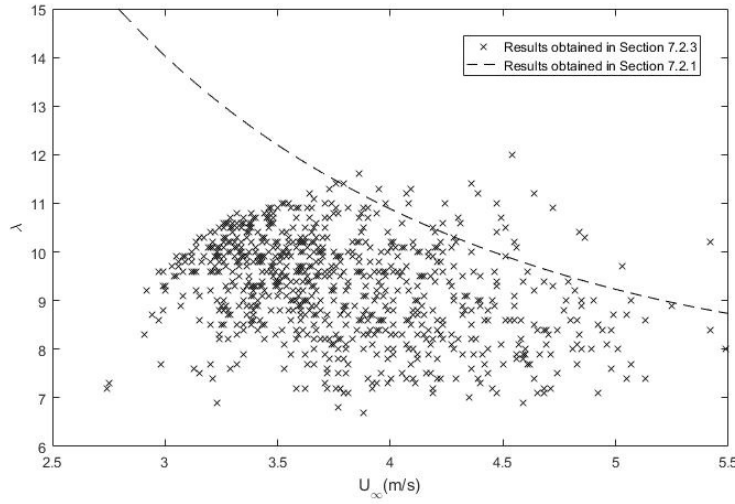


Figura 7.20: Distribución de λ con U_∞ a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_\infty$ tomados para el Aerogenerador WindAid 1.7.

A continuación se procede a la obtención de la distribución de velocidad de revolución en RPM en función de U_∞ , haciendo uso para ello de la definición del parámetro de operación λ :

$$\Omega_i(U_{\infty i}) = \frac{U_{\infty i} R}{\lambda_i} \rightarrow RPM_i(U_{\infty i}) = \Omega_i \frac{60}{2\pi}$$

Nuevamente, el resultado se muestra junto con el modelo obtenido en secciones anteriores en la figura 7.21. Es aquí donde se puede observar claramente uno de los principales motivos del error obtenido en el anterior modelo, ya que las velocidades de revolución obtenidas son notablemente inferiores a las que se habían obtenido previamente, especialmente para el rango de velocidades U_∞ más bajas.

Esto concuerda con los resultados obtenidos hasta ahora, ya que la menor velocidad de revolución a la que opera el aerogenerador a velocidades de viento bajas se traduce en parámetros de operación más reducidos y cercanos al óptimo (recordar que $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$), y a su vez en coeficientes de potencia más elevados y un mejor comportamiento aerodinámico que el obtenido por el anterior método.

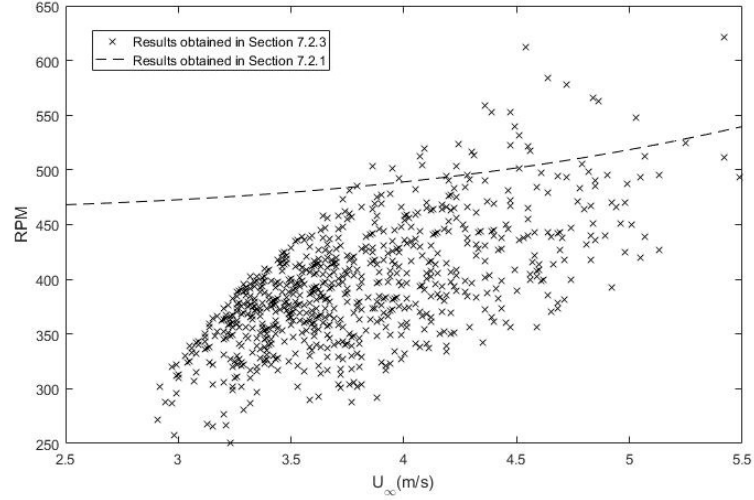


Figura 7.21: Distribución de las RPM con U_∞ a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_\infty$ tomados para el Aerogenerador WindAid 1.7.

Se ha visto hasta ahora que la combinación de modelos aproximados correspondientes a distintos conjuntos de datos han supuesto una fuente de error e incertidumbre en la obtención de resultados y análisis del funcionamiento del aerogenerador WindAid 1.7. A continuación, y debido a que según lo mostrado en la figura 7.21 se había realizado una sobreestimación de la velocidad de revolución del sistema en el modelo anteriormente utilizado, se ha representado a partir de las distribuciones de datos mostradas en esta sección, la distribución de RPM frente a la potencia generada P_{gen} obtenida para cada elemento de la muestra de datos inicial $P_{gen} - U_\infty$ correspondiente al aerogenerador instalado en el tejado del taller de WindAid. Junto a ella, se ha representado la muestra correspondiente a la figura 7.4 tomada para el generador utilizado en el banco de pruebas del taller.

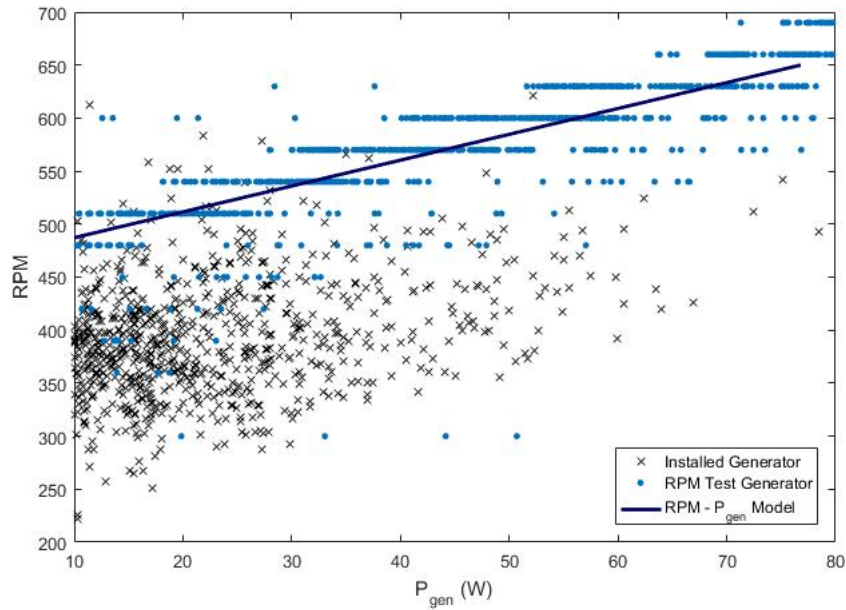


Figura 7.22: Distribución de P_{gen} con RPM a partir de los datos experimentales $P_{gen} - U_{\infty}$ y comparación con los datos experimentales $P_{gen} - RPM$ obtenidos a partir de otro generador WindAid 1.7. .

Como se puede observar en la figura 7.22, efectivamente la distribución de velocidades de revolución obtenidas en función de la potencia generada se encuentra por debajo de la que se había registrado inicialmente mediante la toma de datos experimentales del generador WindAid 1.7 instalado en el banco de pruebas del taller. Por lo tanto, cabe pensar que como se indicaba en la sección 7.2.2 como una de las principales fuentes de error, existe una variabilidad en el funcionamiento de ambos generadores síncronos de imanes permanentes, funcionando de forma más eficiente el instalado en el aerogenerador situado en el tejado del taller, ya que es capaz de generar la misma potencia eléctrica a partir de una velocidad de revolución menor, lo que implica un parámetro de operación más bajo y cercano al óptimo, mejorando así su comportamiento aerodinámico y resultando coeficientes de potencia más altos.

Este resultado justifica los resultados obtenidos tanto en esta sección como en la anterior, ya que la sobreestimación de la velocidad de revolución en el modelo inicial, fruto del uso de datos experimentales $P_{gen} - RPM$ tomados de un generador menos eficiente, daban lugar a parámetros de operación λ anómalamente elevados, especialmente para velocidades de viento U_{∞} bajas, traduciéndose en un pobre (e incluso negativo) comportamiento aerodinámico a velocidades de

viento reducidas.

Existen varios motivos por los cuales puede existir ésta diferencia en la eficiencia entre ambos generadores. Por un lado, está la variabilidad existente entre cada rotor y cada estátor al tratarse de elementos manufacturados. Por otra parte, puede deberse a diferencias a la hora de su instalación, como la distancia entre rotor y estátor o entrehierro, que tiene una gran influencia sobre la eficiencia del generador. Si por motivos de fabricación la distancia media entre rotor y estátor para evitar que éstos friccione es mayor en el generador instalado en el banco de pruebas que en el del aerogenerador del tejado, esto puede conducir a la obtención de resultados notablemente diferentes, como se ha podido ver.

También se ha de tener en cuenta que para el análisis del presente apartado y los resultados mostrados en figuras anteriores se ha asumido un valor determinado para la eficiencia del sistema, $\mu_{sistema} = 0.8$. Por lo tanto los valores obtenidos para cada una de las distribuciones se verán modificados según el valor de eficiencia que se tome inicialmente, aunque esta variación, dentro del rango de eficiencias que cabe esperar ($0.7 - 0.9$) no supondría un cambio en las conclusiones obtenidas.

Como ejemplo, si se hubiese supuesto una eficiencia del sistema menor, como 0,7, la potencia aerodinámica P_a necesaria para generar la misma potencia eléctrica sería también mayor, por lo que para las mismas condiciones de velocidad de viento U_∞ los valores de coeficiente de potencia C_P resultantes serían igualmente mayores, lo que nos llevaría a obtener resultados de λ menores y a su vez velocidades de revolución más altas para la misma velocidad de viento o potencia generada. Este sería el caso del generador instalado en el banco de pruebas del taller, como se puede apreciar en la figura 7.22.

8. Aplicación sobre el terreno: WindAid Institute

8.1. Evaluación del diseño actual

En las secciones previas de este documento se ha procedido a la modelización y estudio del funcionamiento de los aerogeneradores actualmente fabricados e instalados por WindAid Institute, con especial atención al modelo WindAid 1.7. En la sección 5 se han presentado los modelos teóricos utilizados para el estudio aerodinámico, con su posterior aplicación al diseño del aerogenerador WindAid 1.7 en la sección 5.2, obteniendo así las principales características aerodinámicas del modelo. A continuación, en la sección 6, se ha presentado el posible proceso de optimización de ese diseño así como las prestaciones que podría dar a nivel aerodinámico. Por último, en la sección 7, se ha abandonado el plano teórico para obtener datos experimentales del sistema e intentar describir su funcionamiento, apoyándose para ello en los modelos teóricos previamente obtenidos.

Se ha seguido este procedimiento ya que a la hora de evaluar el diseño utilizado por WindAid Institute para sus aerogeneradores, es fundamental apoyar los modelos teóricos en datos reales obtenidos del propio sistema durante su operación. Hay que tener en cuenta que para el caso de sistemas mini-eólicos aislados como el que se estudia, el estudio y la optimización aerodinámica no es un aspecto tan crucial como lo es para aerogeneradores de mayor tamaño y a nivel industrial.

Esto es debido, por una parte, a la pequeña potencia que producen estas instalaciones, lo que hace que un ligero aumento en la producción no suponga un factor diferencial para sus usuarios, como sí es el caso en los grandes aerogeneradores comerciales. Por otra parte, en este tipo de sistemas existen generalmente muchas otras partes y subsistemas que también presentan eficiencias mejorables y que son mucho más sencillos de optimizar, como puede ser la eficiencia de los generadores, las pérdidas eléctricas en el sistema, el sistema de carga y de almacenamiento de la energía producida, etc.

No obstante, si el proceso de análisis y optimización aerodinámica muestra que el actual diseño aerodinámico del aerogenerador está funcionando lejos de sus condiciones de operación óptimas, y existe un margen de mejora razonable en el desempeño aerodinámico del sistema, representado mediante el coeficiente de potencia C_P , es recomendable la búsqueda de soluciones al problema, bien sea intentando modificar esas condiciones de operación para que se acerquen a las óptimas, o incluso planteando modificaciones en el diseño aerodinámico de los aerogeneradores en última instancia.

Así, y aunque los resultados obtenidos en la sección 7.2.3 son mucho más positivos que los obtenidos previamente en la sección 7.2.1; como se puede observar en la figura 7.20 el rango en el que se mueve el parámetro de operación λ para velocidades por debajo de 4 m/s se sitúa aproximadamente entre 8 y 10, lo cual se aleja considerablemente del valor óptimo obtenido según los modelos teóricos, $\lambda_{op} = 6,49$. Aunque para velocidades mayores este valor se reduzca y el comportamiento aerodinámico mejore, este hecho hace que la eficiencia aerodinámica y el C_P del aerogenerador se sitúe por debajo de valores en torno a 0,35, lo que supone una pérdida considerable del potencial energético del viento si se tiene en cuenta que durante la mayoría del tiempo las velocidades de viento presentes no superan los 4 m/s en muchos de los lugares donde están instalados estos sistemas.

Por lo tanto, y teniendo siempre en cuenta la incertidumbre asociada los resultados obtenidos, tanto en la toma y manipulación de los datos experimentales como en los modelos teóricos utilizados para analizarlos, se considera que uno de los objetivos sería tratar de mejorar el comportamiento aerodinámico para velocidades de viento bajas.

8.2. Aplicación de los resultados a las instalaciones de WindAid Institute: Soluciones de diseño

Como se ha mencionado en el apartado anterior, y en base a los resultados obtenidos, resultaría interesante la mejora del comportamiento aerodinámico del aerogenerador WindAid 1.7 estudiado, especialmente para rangos de velocidad bajos, donde los valores del coeficiente de potencia obtenidos se encuentran por debajo de lo deseable.

Esto se debe a que, como se puede observar en la figura 8.1, los valores medios de la velocidad de viento en las regiones más cercanas a la costa, donde se sitúan la mayor parte de los sistemas instalados por WindAid Institute, oscilan entre 3 y 5 m/s . Por lo tanto, la mejora del coeficiente de potencia obtenido en el aerogenerador WindAid 1.7 para ese rango de velocidades de viento supondría un incremento muy significativo de la producción energética del sistema, adaptándolo así mismo a las condiciones de viento más habituales en lugar de intentar maximizar la potencia obtenida para velocidades más altas y menos frecuentes.

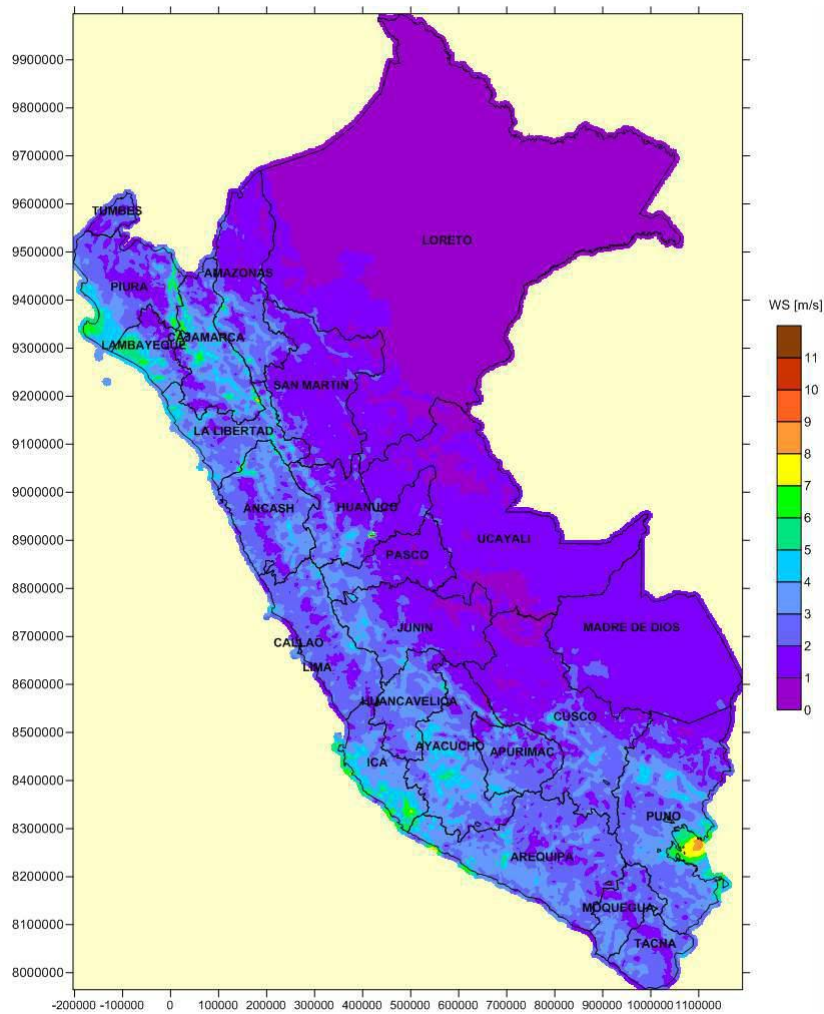


Figura 8.1: Velocidad media de viento a 10 m en el mes de Febrero, Perú.
Fuente: *Atlas Eólico del Perú 2016*.

Para lograr esta mejora del C_P , se plantean dos vías alternativas. En primer lugar, y en la medida de lo posible, la variación y control del parámetro de operación λ al que opera el sistema, modificando para ello los elementos del sistema que sean necesarios, pero manteniendo el diseño aerodinámico del aerogenerador. Esto se debe a que la modificación del actual diseño aerodinámico requeriría por una parte, de su nueva modelización y estudio aerodinámico a partir del diseño modificado. Por otra parte y principalmente, esto implicaría modificar el proceso de fabricación de los aerogeneradores, con los costes y el esfuerzo que esto supondría para WindAid Institute (elaboración de un nuevo modelo, fabricación de nuevos moldes, etc). Por ello resulta deseable conseguir un cierto control sobre este parámetro de operación mediante la modificación de

otros elementos menos críticos del sistema (circuito de carga, baterías, unidad de control...).

Sólo en última instancia y en el caso de que resulte imposible la modificación λ atendiendo a los recursos y posibilidades de WindAid para modificar parte de los sistemas instalados, se contempla una posible modificación en el diseño aerodinámico de las palas del aerogenerador, con las consecuencias que se detallarán más adelante.

8.2.1. Modificación del parámetro de operación del sistema

La principal vía para conseguir mejorar el C_P de nuestro aerogenerador WindAid 1.7 es, por tanto, la modificación del parámetro de operación λ para el que funciona para velocidades de viento U_∞ reducidas, con el fin de aumentar la extracción de energía de la corriente al acercarse este parámetro a su valor óptimo λ_{op} (Recuerde que, según lo obtenido en la sección 5.2, $\lambda_{op} = 6,49$).

El método para conseguir esto consiste en la modificación y el control de la velocidad de revolución Ω a la que gira el aerogenerador para una determinada velocidad de viento U_∞ . Esto se consigue en aerogeneradores de mayor tamaño mediante una caja de engranajes que regula la velocidad de revolución del aerogenerador conforme a la información de la velocidad de viento proveniente de los sistemas de control activo, permitiendo así operar en λ_{op} y por tanto generando la máxima potencia para cualquiera que sea la velocidad de viento.

Sin embargo, en el caso de aerogeneradores de menor tamaño como el que se estudia en el presente documento, que no cuentan con sistemas de control activo, no es posible mantener un funcionamiento a λ_{op} constante para un rango de velocidades. Sin embargo, sí se puede intentar que el λ de funcionamiento correspondiente al valor medio o más habitual de U_∞ sea lo más cercano al óptimo posible. Para ello, la influencia necesaria en la velocidad de revolución se logrará mediante la modificación del par resistente que ofrece el sistema al giro del aerogenerador. Recuerde que el equilibrio aerodinámico en el sistema se logra cuando el par aerodinámico T_a producido por la corriente incidente se iguala al par resistente que ofrece el sistema T_{res} , estabilizándose así éste a una velocidad de revolución Ω determinada.

Por tanto, mediante el aumento de este par resistente, para las mismas condiciones de velocidad de viento, se conseguirá una reducción de la velocidad de revolución de equilibrio, y con ella una reducción del parámetro de operación λ resultante a esa velocidad de viento U_∞ (recuerde que $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$). En el nuestro

caso se conseguiría así acercar este parámetro de operación hacia su valor óptimo, con el consecuente incremento en el C_P .

El par resistente ofrecido por el sistema depende tanto de las características del generador, en este caso síncrono de imanes permanentes, como de las características del circuito de carga al que éste alimenta. Por lo tanto, mediante la modificación bien del rotor y del estátor (número de bobinas o imanes, tamaño, diseño y entrehierro) o mediante la modificación de algún elemento del circuito eléctrico (impedancia presentada por la carga utilizada o las baterías, introducción de algún mecanismo en la unidad de control que permita modificar la carga conectada, etc) se podría conseguir el aumento del par resistente necesario para mejorar el comportamiento aerodinámico a velocidades bajas.

Aunque el estudio y control del par resistente del sistema se encuentran fuera de los objetivos del presente estudio, y pueden ser motivo de futuras investigaciones, a continuación se presenta como ejemplo una de las posibles vías para el control de λ basada en la adición de baterías al sistema o modificación del tamaño de éstas.

Como se ha visto, el aerogenerador WindAid Institute se instala generalmente junto a una única batería de 12 V de tensión y 114 Ah de capacidad, como es el caso del sistema utilizado para la toma de datos experimentales y su posterior estudio en la sección 7. No obstante, la posibilidad de añadir una segunda batería o de utilizar una batería de mayor capacidad se ha planteado no sólo con el fin de incrementar la capacidad de almacenamiento de energía de los usuarios, sino como método para aumentar el par resistente ofrecido por el sistema y con él el parámetro de operación λ .

Para ello, se presentan a continuación los datos obtenidos del funcionamiento del aerogenerador WindAid 1.7 instalado en el mes de Marzo en la comunidad rural de Los Ángeles, en la región de La Libertad, Perú. Se trata de una instalación completamente idéntica a la utilizada para el estudio realizado en la sección 7, con la única diferencia de contar con una batería de 12 V pero mayor capacidad, en este caso 190 Ah.

La toma de datos del sistema, representado en la figura 8.2, ha sido posible gracias a la instalación de la primera unidad del monitor remoto desarrollado en el taller de WindAid Institute.



Figura 8.2: Aerogenerador WindAid 1.7 instalado en la comunidad de Los Ángeles, La Libertad.

Esta recogida de datos se ha realizado entre el día 17 de Mayo de 2017, momento de la instalación del anemómetro y el monitor remoto, y el día 8 de Julio del mismo año, con una frecuencia de toma de datos de 1 Hz y promediada en intervalos de 10 *min*.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación, comparados con los recogidos para el aerogenerador WindAid 1.7 instalado en el taller de Trujillo y utilizado para realizar el estudio hasta ahora.

En la figura 8.3 mostrada a continuación aparecen representadas las muestras de potencia eléctrica P_{gen} tomadas en función de la velocidad de viento, U_{∞} . Como se puede ver, los valores de P_{gen} obtenidos a partir del aerogenerador con una batería de mayor capacidad son ligeramente mayores que los obtenidos para el sistema con una batería de menor tamaño.

Aunque en ambos casos se trate de nuevo del mismo modelo de aerogenerador, como hemos visto en apartados anteriores es necesario considerar la incertidumbre asociada al uso de dos generadores distintos para recoger cada muestra de datos. No obstante, esto nos puede llevar a pensar que efectivamente el uso de una batería de mayor capacidad tiene influencia sobre el par resistente ofrecido por el sistema, mejorando su eficiencia aerodinámica como veremos a continuación.

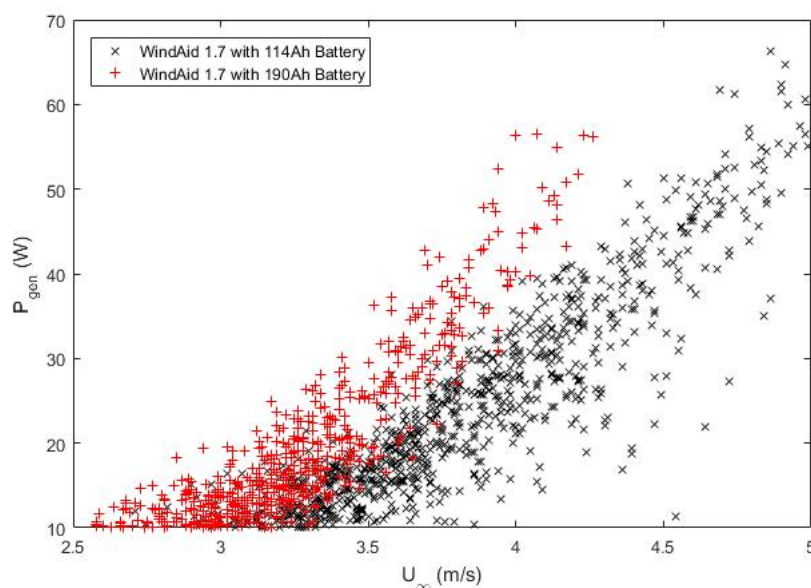


Figura 8.3: Distribución $P_{gen} - U_{\infty}$ para un aerogenerador WindAid 1.7 con baterías de 114 Ah y 190 Ah.

Siguiendo el procedimiento descrito en la sección 7.2.3, es posible obtener los valores de coeficiente de potencia correspondientes a cada elemento de la muestra. Para ello, se vuelve a asumir que la eficiencia general del sistema, para ambas instalaciones, es de $\mu_{sistema} = 0,8$. Esto nos permite obtener la potencia aerodinámica correspondiente a cada muestra y su coeficiente de potencia en función de U_{∞} , representado en la figura 8.4.

Podemos observar así que la mayor potencia eléctrica obtenida en la figura 8.3 para el caso de la instalación con una batería mayor, se corresponde efectivamente a una distribución de coeficientes de potencia más elevada para las velocidades de viento más bajas, mostrada en la figura 8.4, como se pretendía. Dicha distribución del coeficiente de potencia alcanza valores superiores al máximo coeficiente de potencia obtenido para el aerogenerador WindAid 1.7, $C_{P_{max}} = 0,4604$, e incluso superiores al máximo valor ideal definido por el límite de Betz, $C_{P_{Betz}} = 0.5926$.

Esto, que es físicamente imposible puede deberse a varios motivos. Por un lado, el error en la toma de datos experimentales asociado a los instrumentos de medida, así como las diferencias geométricas existentes entre las palas de ambos generadores, al ser sistemas manufacturados.

Por otro lado y muy probablemente, se trate de que la eficiencia general del sistema instalado en la comunidad de Los Ángeles sea mayor que el valor asum-

ido de 0.8, lo que haría que la potencia aerodinámica asociada a cada muestra de P_{gen} tomada fuese menor, y por tanto menor el coeficiente de potencia obtenido a partir de ésta.

A continuación se ha obtenido la distribución del parámetro de operación λ en función de la velocidad de viento U_∞ a partir de los valores del coeficiente de potencia anteriores y haciendo uso de la distribución del coeficiente de potencia del aerogenerador WindAid 1.7 obtenida en la sección 5.2, $C_P(\lambda)$, representada en la figura 8.5.

Se puede ver que, efectivamente, la distribución λ obtenido a partir del sistema con una batería de mayor capacidad, como es el caso del sistema de Los Ángeles, es notablemente menor, y por tanto más cercana a su valor óptimo $\lambda_{op} = 6,49$ que la correspondiente a la batería de 114 Ah, lo que se traduce en una mayor eficiencia aerodinámica en términos de mayor coeficiente de potencia (el reducido tamaño de esta distribución en comparación con la obtenida para el otro sistema se debe a que sólo se han tenido en cuenta los elementos de la muestra de C_P cuyo valor está por debajo del máximo posible para el sistema según los modelos empleados, $C_{P_{max}} = 0,4604$).

A partir de la definición del parámetro de operación, $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$, es sencillo ver cómo los menores valores de λ llevarían, para el caso del sistema con batería de 190 Ah, a valores más bajos de velocidad de revolución Ω , para los que el sistema alcanza el equilibrio entre el par aerodinámico y el resistente dada una velocidad de viento U_∞ .

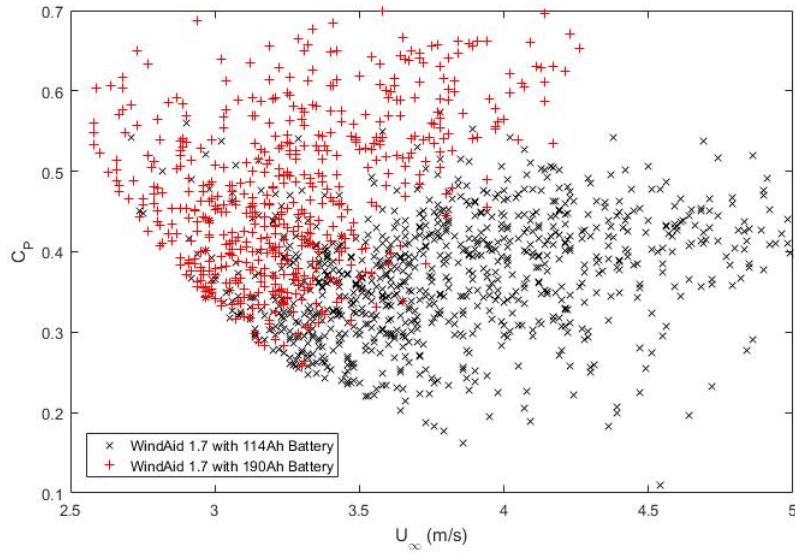


Figura 8.4: Distribución $C_P - U_\infty$ para un aerogenerador WindAid 1.7 con baterías de 114 Ah y 190 Ah.

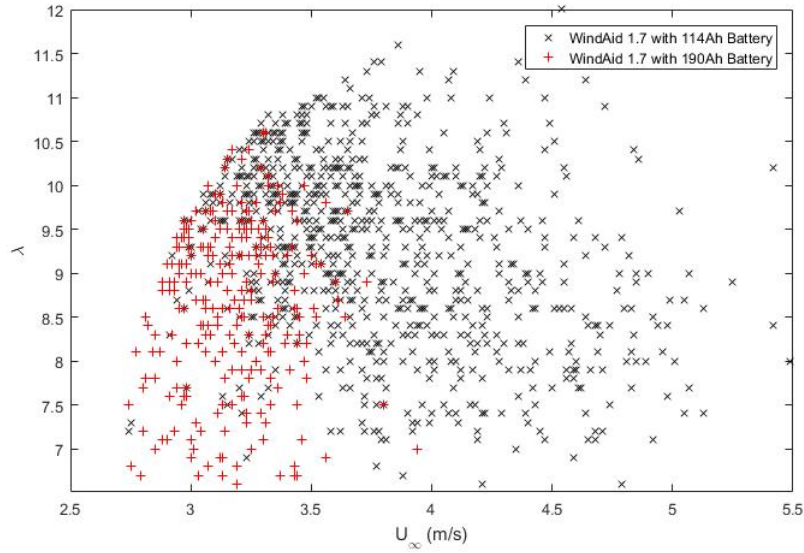


Figura 8.5: Distribución $\lambda - U_\infty$ para un aerogenerador WindAid 1.7 con baterías de 114 Ah y 190 Ah.

Aunque los resultados apuntan hacia el hecho de que la modificación de la capacidad de la batería tiene el efecto esperado en el par resistente y en el resto de parámetros de funcionamiento del aerogenerador, para analizar más

en detalle la sensibilidad de los resultados con un parámetro crítico como es la eficiencia del sistema asumida para obtenerlos, en las figuras 8.6 y 8.7 se muestra la variabilidad de los valores de C_P y λ obtenidos para la misma muestra de datos de potencia generada, correspondiente al aerogenerador instalado en Los Ángeles con una batería de 190 Ah, para diferentes valores de eficiencia del sistema.

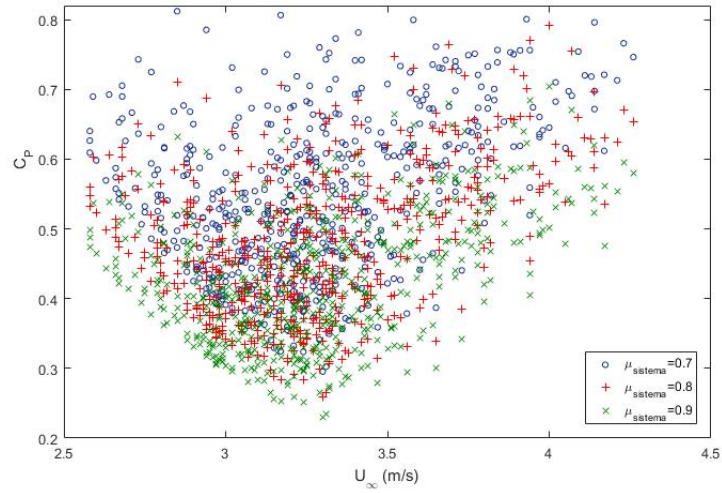


Figura 8.6: Sensibilidad de los valores de C_P obtenidos con la modificación de $\mu_{sistema}$

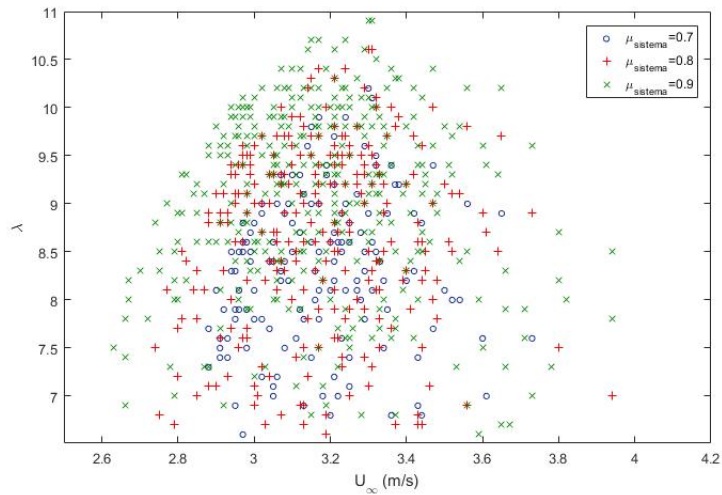


Figura 8.7: Sensibilidad de los valores de λ obtenidos con la modificación de $\mu_{sistema}$

Como se puede observar, cuanto más elevado es el $\mu_{sistema}$ asumido, más reducida es la potencia aerodinámica correspondiente a una determinada potencia eléctrica generada (y a una determinada velocidad, teniendo en cuenta los datos experimentales recogidos del sistema), y en consecuencia, menor es el valor del C_P obtenido, dando lugar a valores de λ más elevados para la misma velocidad de viento. Si se toman valores de eficiencia del sistema menores, el caso es justamente el contrario.

Por tanto, los valores de la muestra de C_P obtenidos por encima del $C_{P_{max}} = 0,4604$ del sistema, y especialmente por encima del Límite de Betz, $C_{P_{Betz}} = 0,5926$, nos evidencian que la eficiencia del sistema estudiado, en este caso de Los Ángeles, se sitúa por encima del valor de $\mu_{sistema} = 0,8$ asumido inicialmente, e incluso por encima de 0,9. Del mismo modo, la gran variabilidad de los resultados con la eficiencia del sistema muestra la importancia y necesidad de estimar con precisión la eficiencia del sistema generador, para poder realizar el estudio posterior con la mayor precisión posible.

En todo caso, los resultados obtenidos en este apartado, teniendo en cuenta la incertidumbre asociada a la comparación de datos provenientes de aerogeneradores diferentes, así como la suposición de la eficiencia general de ambos sistemas, hacen pensar que efectivamente y como se pretendía, la modificación de la capacidad de la batería tiene una influencia notable en el par resistente ofrecido por el sistema y por tanto se trata de una vía asumible para la modificación, en líneas generales, del parámetro de operación, λ , lo que permitiría así optimizar el comportamiento aerodinámico del sistema y con él la producción energética del mismo.

Esta posibilidad resulta especialmente interesante ya que la adición de baterías en paralelo a las ya instaladas, o la instalación de baterías de mayor capacidad supondría, además de un aumento en la cantidad de energía que pueden almacenar los usuarios, una forma muy sencilla y razonablemente asequible de «controlar» a grandes rasgos el parámetro de operación de los aerogeneradores. Esto permitiría adaptándolo así al recurso eólico disponible en cada comunidad, sin necesidad de modificar el diseño ni el proceso de fabricación del sistema.

8.2.2. Modificación del diseño aerodinámico del aerogenerador

Como se ha visto en el apartado anterior, es posible modificar elementos del sistema, como es el caso de la capacidad de la batería, con el fin de obtener un cierto control sobre el parámetro de operación y mejorar así la eficiencia aerodinámica de nuestro aerogenerador sin necesidad de afectar a su diseño aerodinámico.

Este tema resulta especialmente delicado y no es aconsejable salvo que el rendimiento aerodinámico del sistema actual sea muy pobre y no sea posible su mejora mediante la modificación del parámetro de operación. Esto se debe a que, al modificar el diseño aerodinámico tratando de optimizarlo en base a unos resultados obtenidos para el diseño inicial, no se asegura que el sistema continuará funcionando en el mismo parámetro de operación para las mismas condiciones de velocidad de viento, ya que ha sido modificada la geometría de las palas, su momento de inercia, etc. y con ello, modificado el equilibrio aerodinámico obtenido en cada momento. Por ejemplo, si utilizásemos el diseño de pala óptima para $\lambda = 9$, que es un valor cercano a los obtenidos para velocidades U_∞ bajas, al someter al nuevo sistema a esas velocidades probablemente acabaría funcionando en otro λ diferente, pudiendo ser la eficiencia aerodinámica incluso peor que en el caso inicial.

Sería necesario un nuevo análisis completo de este diseño, o bien de un prototipo, para evaluar su funcionamiento previamente a proceder a la modificación definitiva de éste y a su fabricación. Pero en el caso de los aerogeneradores de pequeño tamaño manufacturados, como es el de WindAid Institute, este procedimiento resulta demasiado costoso, además de la fuerte inversión que supone la modificación del diseño de las palas al necesitar la fabricación de nuevos moldes, etc.

Además, esto no es siempre posible. A modo de ejemplo, en las figuras 8.8 y 8.9 se muestran el coeficiente de potencia y la geometría correspondientes al diseño actual de las palas del aerogenerador WindAid 1.7 y al diseño óptimo para funcionar en un parámetro de operación $\lambda = 9$. Como se puede apreciar en la figura 8.9, la cuerda del nuevo diseño sería del orden de la mitad de la del diseño actualmente utilizado por WindAid, valor que resulta inadmisibles, en primer lugar por la imposibilidad de obtenerlo dado el proceso de fabricación manual seguido actualmente, y en segundo lugar por motivos estructurales de seguridad y de cargas, que no se abordan en el presente estudio.

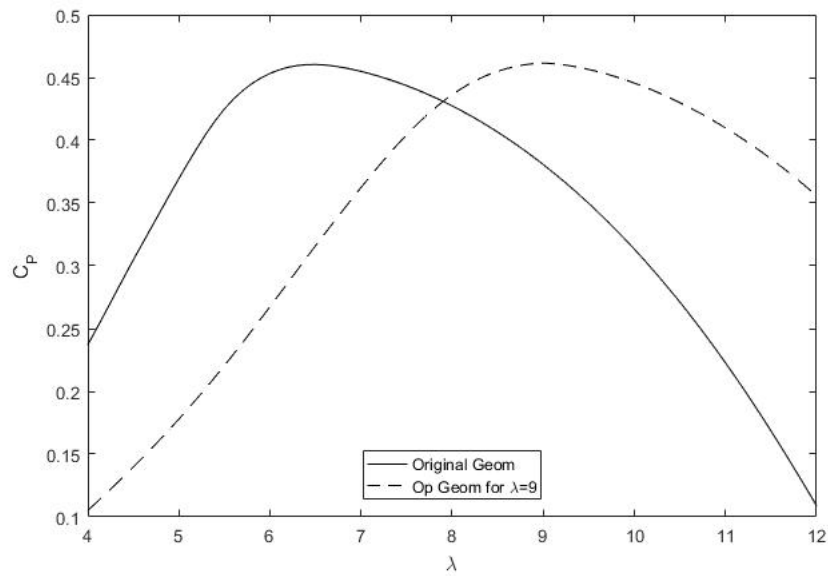


Figura 8.8: C_P en función de λ para la geometría de pala original y la geometría de pala óptima para $\lambda = 9$.

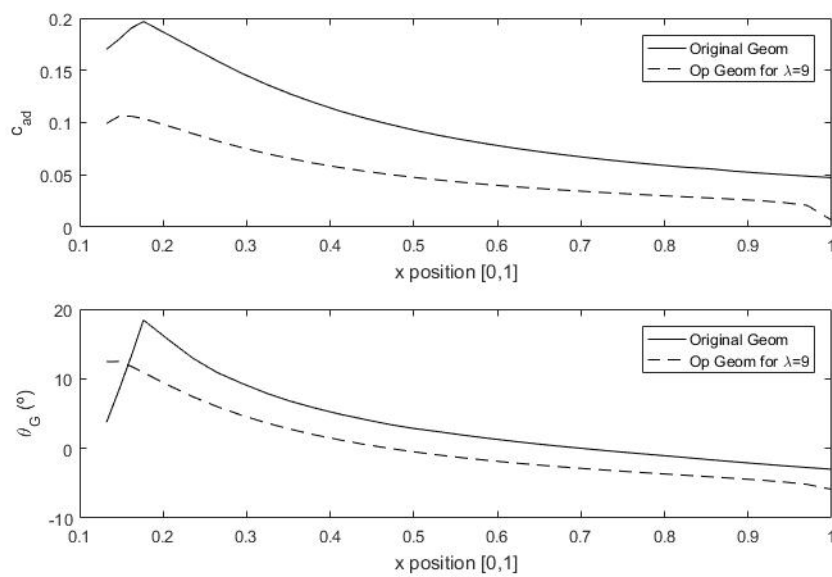


Figura 8.9: Distribución de cuerda adimensional y torsión para la geometría de pala original y la geometría de pala óptima para $\lambda = 9$

8.3. Líneas de trabajo y puntos de mejora

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos a lo largo de este estudio, se considera que existen una serie de aspectos en los que sería interesante realizar futuros análisis en profundidad, así como algunos puntos del sistema que pueden ser objeto de estudios de mejora y optimización como el aquí presentado.

Entre los aspectos a mejorar del sistema, podemos destacar:

- Instalación de un tacómetro o sensor de velocidad de revolución junto a las unidades de monitor remoto que WindAid Institute coloque en sus aerogeneradores, con el fin de poder obtener datos representativos y simultáneos de la velocidad de viento y la velocidad de revolución del sistema. Esto permitiría un análisis mucho más preciso del parámetro de operación de los aerogeneradores y a su vez el diseño de un método más adecuado para su control y optimización.
- Mejora y control de la eficiencia de los generadores. La mayor regulación y control en la fabricación de rotores y estatores, así como en su instalación dentro del sistema, ayudaría a reducir la variabilidad existente en sus prestaciones, facilitando así también el estudio del sistema al completo, dado la gran influencia que tiene en los resultados obtenidos, como se ha visto anteriormente.
- Diseño y mejora de la unidad de control de alimentación del sistema. Debido a que con el actual modelo el aprovechamiento energético es muy pobre, frenando constantemente el aerogenerador, lo cual acaba por dañar el sistema, es necesaria la instalación de nuevos modelos que permitan un mayor aprovechamiento del recurso eólico. Actualmente WindAid Institute acaba de desarrollar un nuevo prototipo de «controlador» que evita el frenado de la turbina salvo en situaciones de riesgo.
- Desarrollo e introducción en este «controlador» algún método para modificar el par resistente del sistema y conseguir así una optimización del comportamiento aerodinámico para un rango de velocidades más amplio.

Las líneas que surgen de estos puntos y que pueden dar lugar a futuros estudios sobre el sistema, son las siguientes:

- Recogida de datos y creación de una base de datos del sistema. Una vez posible el registro simultáneo de la velocidad de viento y de la velocidad de revolución, haciendo uso de los nuevos controladores, realizar una recogida de datos más exhaustiva que la que se ha podido realizar en este

estudio. Es de especial interés el registro de las condiciones de funcionamiento del aerogenerador a velocidades de viento más elevadas, debido al limitado rango con el que se ha trabajado, lo que permitiría contrastar los resultados obtenidos hasta ahora y proporcionar un análisis más global del sistema.

- Estudio y modelización del par resistente ofrecido por el sistema, analizando los parámetros que intervienen y su influencia y el desarrollo de un sistema que permita controlarlo dentro de un determinado rango y que pueda ser incluido en los «controladores» desarrollados por WindAid, de cara a optimizar el parámetro de operación con el que funciona el sistema, maximizando así la energía extraída de la corriente. Comprobar y analizar en profundidad la influencia de la capacidad de la batería instalada en el funcionamiento del sistema, y buscar aquella capacidad que optimice el funcionamiento del sistema según las condiciones y la velocidad de viento presente en cada instalación.
- Estudio con precisión de la eficiencia del generador síncrono de imanes permanentes y optimización de su funcionamiento, bien sea mediante la modificación del proceso de fabricación e instalación o mediante la regulación del mismo para conseguir minimizar la variabilidad en los resultados obtenidos.

Tanto el presente estudio como estos puntos hacen referencia al aerogenerador WindAid 1.7, al ser el más instalado por WindAid Institute y el único al que se ha podido tener acceso durante este estudio.

Sin embargo, este análisis al completo podría ser realizado análogamente punto por punto para el aerogenerador WindAid 4.0, de mayor potencia. Esto permitiría además la comparación de los resultados obtenidos para ambos aerogeneradores, y con ello analizar la influencia del tamaño y del diseño en el desempeño de ambos sistemas.

9. Conclusiones

9.1. Procedimiento seguido y resultados del estudio

A lo largo de este documento se ha pretendido ilustrar al lector sobre muchos de los aspectos que conlleva la utilización de aerogeneradores de pequeño tamaño como fuente de energía para proveer de electricidad a núcleos rurales aislados, en este caso en Perú.

Desde el factor medioambiental al humanitario; el diseño, la fabricación, la instalación y el mantenimiento de dichos sistemas para asegurarse de que se les da un uso correcto, y que realmente constituyan una herramienta que empodere a las comunidades beneficiadas con el fin de permitir su desarrollo y mejorar sus condiciones de vida; requiere de una labor intensiva de estudio y planificación por parte de los agentes de este proyecto, en este caso WindAid Institute, para llevarlo a cabo con éxito.

Es en este ámbito donde el presente estudio encuentra su lugar y su máximo significado. Habiéndose realizado con los recursos y en las condiciones disponibles en Perú y en el equipo de WindAid Institute, y aunque no se pueda afirmar con total veracidad debido a la incertidumbre asociada a este tipo de estudios y previamente identificada a lo largo de este documento, los resultados obtenidos dan pie a pensar que los aerogeneradores instalados por WindAid Institute pueden estar operando lejos de las condiciones óptimas para las que están diseñados.

Aunque este estudio sólo sea un primer escalón que facilite un estudio global y en profundidad del sistema en un futuro, se considera que es necesario profundizar en las líneas de trabajo ya mencionadas, con el fin de contrastar los resultados aquí obtenidos y determinar así con precisión el estado de funcionamiento de dichos aerogeneradores, para poder abordar el problema de optimización en caso de que este exista realmente, diseñando para ello los métodos y sistemas correspondientes.

Pero si se tiene que considerar el impacto más grande que pueda tener este trabajo, probablemente esté en la labor de concienciación que ha tenido sobre el equipo y la organización de WindAid Institute a la hora de valorar la importancia de la realización de estudios de análisis del diseño y del funcionamiento de sus sistemas, en un sector (el de la cooperación al desarrollo en ONG's) en el que la escasa disponibilidad de recursos económicos y lejano contacto con el mundo académico llevan en muchos casos a priorizar en exceso los resultados experimentales para la toma de decisiones sobre las modificaciones realizadas en sus sistemas, prescindiendo de unos estudios de fondo que soporten esas de-

cisiones y guiándose más por el método de «ensayo-error».

Por este preciso motivo, resultaría de especial interés la continuación de la colaboración entre la universidad, en este caso la ETSIAE, y WindAid Institute, profundizando en este estudio y la realizando otros que se consideren apropiados, ya que se trata de una simbiosis en la que, por una parte, las ONG se nutren de personal cualificado que pueda realizar estos estudios tan necesarios, mientras que para los estudiantes y docentes del mundo universitario supone una posibilidad de aplicar sus conocimientos y una experiencia de contacto con la realidad realmente enriquecedora.

Este documento sólo pretende mostrar un atisbo de todo el trabajo del que se pueden beneficiar un gran número de personas en todo el mundo mediante esta cooperación, y animar a presentes y futuros estudiantes y profesionales a tomar parte de ella y a difundir su necesidad, cada vez más apremiante para evitar que las diferencias que existen hoy en día se hagan aún mayores. Y es que sólo cooperando entre todos podremos alcanzar, y no sólo soñar, con un mundo mejor y más justo.

9.2. Cooperación al desarrollo en la energía eólica: WindAid Institute

WindAid Institute [31] es una de las múltiples ONG dispersas por todo el mundo dedicadas a la cooperación al desarrollo y a la lucha contra la pobreza, en este caso la pobreza energética, y focalizada en el sector de la energía eólica mediante la instalación de aerogeneradores de pequeño tamaño para la electrificación de comunidades rurales aisladas en Perú.

Dentro del marco global que proveen otras ONG como Wind Empowerment, que coordina y pone en común la labor de organizaciones o colectivos que realizan una labor similar a nivel local en diferentes partes del mundo, y diez años después de su creación, bajo el lema de «enciende una vida - light up a life», WindAid Institute continúa con su labor humanitaria y también educativa, promoviendo el uso de energías renovables en las comunidades y fomentando un modelo de vida sostenible.

Al mismo tiempo, dota a las comunidades beneficiadas de las herramientas necesarias para garantizar la sostenibilidad de los proyectos en el tiempo, formándoles en el uso y mantenimiento de las instalaciones y fomentando la gestión del proyecto íntegramente por su parte. También trabaja desarrollando conciencia en los futuros líderes de las comunidades locales sobre las fuentes alternativas de energía y los beneficios económicos que traen consigo, favoreciendo la creación de microempresas mediante el suministro eléctrico, y ayudando así a dar trabajo en las comunidades alejadas de los principales núcleos de población.

Gracias a sus programas de voluntariado, ya sean de corta o larga duración, y mediante las prácticas o proyectos a los que está abierta, WindAid Institute ofrece la posibilidad de trabajar y conocer más de cerca el ámbito de la energía eólica en la cooperación al desarrollo, dotando de recursos y empoderando a las comunidades locales para lograr su desarrollo dentro de un modelo sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

9.3. Experiencia internacional y bagaje personal

Resulta difícil describir el impacto que participar en un proyecto como éste puede tener en la visión y el futuro de un o una joven durante su formación. Pero es, sin duda alguna, extraordinariamente positivo. Tener la posibilidad de participar en un proyecto de cooperación a nivel internacional, con el enriquecimiento personal y cultural que esto supone, y poder poner en práctica los conocimientos adquiridos con tanto esfuerzo y dedicación, trabajando conjuntamente con un equipo internacional, directamente al servicio de los que más lo necesitan, es, desde luego, una de las cosas que más te pueden realizar como persona y algo que todo el mundo debería experimentar.

Nunca olvidaré las caras de la familia de Playa Blanca cuando por fin instalamos el aerogenerador y las luces se hicieron tales por primera vez en ese humilde hogar.

Cada persona tiene su propia manera de causar su impacto en el mundo. Este proyecto me ha llevado a recuperar la devoción por lo que estudio, la ingeniería, que entiendo como la mejor forma que tengo para mejorar la vida de los demás; y me ha descubierto algo que llevaba buscando durante mucho tiempo, una pasión, o algo a lo que dedicar mi esfuerzo y una meta por la que continuar adelante, al menos por el momento. Algo que no todo el mundo tiene la suerte de encontrar.

Me ha llevado a enfrentarme a situaciones en las que nunca imaginé que me encontraría, y de las que he conseguido salir de formas que no hubiese pensado unos meses antes de embarcarme en este viaje. Las catastróficas inundaciones provocadas por el fenómeno de El Niño en todo Perú, han sido probablemente la experiencia más intensa de mi vida. Y la muestra de solidaridad y la labor humanitaria realizada por toda la población a raíz de ellas ha sido igualmente reveladora.

La posibilidad de participar en primera persona de esa ayuda ha sido un punto de inflexión en la visión que ahora tengo de muchas cosas.

Creo que sinceramente la oportunidad de tomar parte en este proyecto ha supuesto un desafío que me ha llevado a crecer, personal y profesionalmente, y que al mismo tiempo ha tenido un impacto, por reducido que sea, positivo en la labor de una organización, en este caso WindAid Institute, de cara a mejorar la vida de personas que no han sido tan afortunadas como nosotros.

Me llevo con él mucho más que unos simples resultados, me llevo compañeros, amigos y sobre todo unos ojos nuevos de cara al mundo que me rodea, y con los que continuaré haciendo a diario lo que esté en mi mano para que el mundo sea mañana un poco mejor de lo que es hoy.

«Las grandes oportunidades para ayudar a otros rara vez llegan,
pero las pequeñas, nos rodean todos los días.» - Sally Koch

Referencias

- [1] V. Murillo, E. García, D. Carcausto, J. Inocente (2015). *Propuesta metodológica para el logro del acceso universal a la energía en El Perú*. FISE (Fondo de Inclusión Social Energético)
- [2] Instituto Español de Estudios Estratégicos. Ministerio de Defensa de España (2015). *Energía y Geoestrategia 2015*.
- [3] Dirección Regional de Energía y Minas de San Martín, Perú (2010). *Plan Regional de electrificación rural con energías renovables, 2010-2014*.
- [4] E. Velo García, (2005). *Desafíos del sector de la energía como impulsor del desarrollo humano*. Grupo de Investigación en Cooperación para el Desarrollo Humano, Universidad Politécnica de Cataluña (UPC), España.
- [5] Cecilie Esperbent, Argentina (2015). *Energías renovables como motor para el desarrollo de las comunidades*.
- [6] United Nations Development Programme (2011). *Towards an «energy plus» approach for the poor*.
- [7] C. de la Sota Sánchez (2012). *Evaluación de modelos energéticos. 8 casos prácticos*. ONGAWA, Energía para el Desarrollo Humano.
- [8] M.A. Egido Aguilera, (2014). *Luz en casa. Acceso a energía sostenible en comunidades rurales de Perú*. Centro de Innovación en Tecnología para el Desarrollo Humano -idtUPM, España.
- [9] Global Wind Energy Council, GWEC (2016). *Global Wind Report - Annual Market Update 2015*.
- [10] Global Wind Energy Council, GWEC (2017). *Global Wind Energy Outlook 2016*.
- [11] Ministerio de Energía y Minas del Perú (2016). *Atlas Eólico del Perú 2016*. Lima, Perú.
- [12] L. Ferrer-Martí, R. Pastor, G. Miquel Capó (2009). *Un modelo de ubicación de microaerogeneradores para el diseño de proyectos de electrificación rural con energía eólica en Perú*. Universidad Politécnica de Cataluña (UPC), España.
- [13] L. Ferrer-Martí, R. Pastor, G. Miquel Capó, E.Velo (2009). *Electrificación rural con sistemas microeólicos: optimización del diseño*. Universidad Politécnica de Cataluña (UPC), España.

- [14] T. Burton, N. Jenkins, D.Sharpe, E.Bossanyi (2011). *Wind Energy Handbook*. 2^a Edición. Nueva Delhi: Wiley.
- [15] D. Wood (2011). *Small Wind Turbines. Analysis, Design and Application*. Green Energy and Technology. UK: Springer.
- [16] Hugh Piggott (2013). *A Wind Turbine Recipe Book. The axial flux windmill plans*. UK: scoraigwind.com
- [17] WindAid Institute (2017). *Turbina eólica 1.7, guía de fabricación 2017*. Trujillo, Perú.
- [18] WindAid Institute (2016). *WindAid 1.7 Technical Documentation*. Trujillo, Perú.
- [19] WindAid Institute (2016). *Guía de usuario de la turbina eólica WindAid 4.0*. Trujillo, Perú.
- [20] P. Giguère, M.S. Selig (1998). *New airfoils for small horizontal axis wind turbines*. University of Illinois, USA.
- [21] Ronit K. Singha, M. Rafiuddin Ahmeda, M.Asid Zullahb, Young-Ho Leeb (2010). *Design of a low Reynolds number airfoil for small horizontal axis wind turbines*. Korea Maritime University, South Korea.
- [22] A. Cuerva Tejero, O. López García, C.J. Gallego Castillo (2014). *Diapositivas de Diseño Conceptual de Aerogeneradores*. Madrid: Publicaciones de la ETSIAE.
- [23] E. Ocaña Blanco (2016), *Diseño conceptual de un aerogenerador de 10MW*. Madrid: ETSIA.
- [24] Energía Sin Fronteras (EsF), Aula de Solidaridad, Grupo de Investigación en Organizaciones Sostenibles de la Universidad Politécnica de Madrid (2011). *Alianzas Público Privadas para la electrificación de Zonas Rurales aisladas en Latinoamérica*.
- [25] Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Objetivos de Desarrollo Sostenible (2017). Disponible en: <http://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/goal-7-affordable-and-clean-energy.html> . Última visita: 10 de Junio de 2017.
- [26] Sustainable Energy For All (SEA4ALL) Website (2017). Electrification. Disponible en: <http://www.se4all.org/heatmaps/electrification> . Última visita: 2 de Julio de 2017.

-
- [27] The World Bank Group. Regulatory Indicators for Sustainable Energy (RI-SE) (2017). Disponible en: <http://rise.esmap.org/country/peru> . Última visita: 3 de Julio de 2017.
- [28] International Energy Agency. World Energy Outlook 2016 (2017). Disponible en: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyOutlook2016.pdf> . Última Visita: 26 de Junio de 2017.
- [29] Energía Sin Fronteras (EsF). Proyectos. Disponible en: <http://energiasinfronteras.org/proyectos/nuestros-proyectos> . Última visita 15 de Junio de 2017.
- [30] The World Bank Database. Sustainable Development Goals Atlas 2017 (2017). Disponible en: <http://datatopics.worldbank.org/sdgatlas/SDG-07-affordable-and-clean-energy.html> . Última visita: 2 de Julio de 2017.
- [31] WindAid Institute Homepage. Disponible en: <http://windaid.org/> . Última visita: 15 de Junio de 2017.